



Document de référence 2017 incluant le rapport financier annuel

Dans le présent document de référence (le « document de référence »), sauf indication contraire, les termes « **Société** » et « **EDF** » renvoient à la société Électricité de France SA et les termes « **groupe EDF** » et « **Groupe** » renvoient à EDF et ses filiales et participations.

Outre les informations contenues dans le présent document de référence, le lecteur est invité à prendre attentivement en considération les facteurs de risque décrits au chapitre 2 (« Facteurs de risque et cadre de maîtrise »). Ces risques, ou l'un de ces risques, pourraient avoir un effet négatif sur les activités, la situation, les résultats financiers ou les perspectives du Groupe. En outre, d'autres risques, non encore actuellement identifiés ou considérés comme non significatifs par le Groupe, pourraient avoir le même effet négatif, et les investisseurs pourraient perdre tout ou partie de leur investissement dans la Société.

Le présent document de référence contient en outre des informations relatives aux marchés sur lesquels le groupe EDF est présent. Ces informations proviennent d'études réalisées par des sources extérieures. Compte tenu des changements très rapides qui marquent le secteur de l'énergie en France et dans le monde, il est possible que ces informations se révèlent erronées ou ne soient plus à jour à la date de dépôt du présent document de référence ou ultérieurement. Les activités du Groupe pourraient en conséquence évoluer de manière différente de celles décrites dans le présent document de référence, et les déclarations ou informations figurant dans le présent document de référence pourraient se révéler erronées.

Les déclarations prospectives contenues dans le présent document de référence, notamment dans la section 1.3 (« Stratégie du Groupe »), peuvent être affectées par des risques, des incertitudes et d'autres facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats futurs, les performances et les réalisations du Groupe soient significativement différents des objectifs formulés et suggérés. Ces facteurs peuvent inclure les évolutions de la conjoncture économique et commerciale, de la réglementation, ainsi que les facteurs exposés au chapitre 2 (« Facteurs de risque et cadre de maîtrise »).

En application de la législation européenne et française, RTE et Enedis, qui sont des filiales régulées, gérées en toute indépendance au sens des dispositions du Code de l'énergie, chargées respectivement du transport et de la distribution d'électricité au sein du groupe EDF, ne peuvent pas communiquer certaines des informations qu'elles recueillent dans le cadre de leurs activités aux autres entités du Groupe, y compris sa Direction. De même, certaines données propres aux activités de production et de commercialisation ne peuvent être communiquées aux entités en charge du transport et de la distribution. Le présent document de référence a été préparé par le groupe EDF dans le respect de ces règles. Dans un souci de lisibilité, il est fait mention dans le reste du document de RTE et Enedis, sans préciser systématiquement qu'il s'agit de filiales indépendantes au sens des dispositions du Code de l'énergie.

Un glossaire des principaux termes techniques figure à la fin du présent document de référence.



SOMMAIRE

Chiffres clés	2	4.6 Rémunération et avantages	254
La gouvernance	4	4.7 Rapport des Commissaires aux comptes, établi en application de l'article L. 225-235 du Code de commerce, sur le rapport sur le Gouvernement d'entreprise du Conseil d'administration	258
1. PRÉSENTATION DU GROUPE EDF	7	5. PERFORMANCES DU GROUPE EN 2017 ET PERSPECTIVES	259
1.1 Histoire et évolution de la Société	8	5.1 Examen de la situation financière et du résultat	260
1.2 Organisation du Groupe	10	5.2 Événements postérieurs à la clôture	292
1.3 Stratégie du Groupe	12	5.3 Évolution des prix de marché en janvier et février 2018	292
1.4 Description des activités du Groupe	16	5.4 Perspectives	293
1.5 Environnement législatif et réglementaire	79	6. ÉTATS FINANCIERS	295
1.6 Recherche et développement, brevets et licences	95	6.1 Comptes consolidés au 31 décembre 2017	296
1.7 Propriétés immobilières	102	Annexe aux comptes consolidés	304
2. FACTEURS DE RISQUES ET CADRE DE MAÎTRISE	105	6.2 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	409
2.1 Risques auxquels le Groupe est exposé	106	6.3 Comptes sociaux	413
2.2 La maîtrise des risques et des activités du Groupe	125	Annexe aux comptes sociaux	417
2.3 Facteurs de dépendance	132	6.4 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels	465
2.4 Procédures judiciaires et arbitrages	133	6.5 Tableau des résultats des cinq derniers exercices	468
2.5 Assurances	140	6.6 Politique de distribution de dividendes	469
3. INFORMATIONS ENVIRONNEMENTALES ET SOCIÉTALES – RESSOURCES HUMAINES	143	6.7 Changement significatif de la situation financière ou commerciale	470
3.1 Définir et mettre en œuvre notre responsabilité d'entreprise	144	6.8 Informations relatives à l'allocation des fonds levés dans le cadre des obligations vertes (<i>Green Bonds</i>) émises par EDF	470
3.2 Offrir une énergie durable, sûre et performante	160	7. INFORMATIONS GÉNÉRALES CONCERNANT LA SOCIÉTÉ ET SON CAPITAL	475
3.3 Répondre aux défis du changement climatique	166	7.1 Informations générales concernant la Société	476
3.4 Optimiser l'utilisation des ressources naturelles et préserver l'environnement	171	7.2 Actes constitutifs et statuts	476
3.5 Agir positivement sur les territoires et renforcer le dialogue	182	7.3 Informations relatives au capital et à l'actionnariat	479
3.6 Porter une attention particulière à nos collaborateurs et réussir nos transformations internes	194	7.4 Marché des titres de la Société	485
3.7 Dispositif de reporting et éléments méthodologiques	208	7.5 Opérations avec des apparentés	486
3.8 Notation extra-financière	216	7.6 Contrats importants	489
3.9 Rapport d'assurance des Commissaires aux comptes	218	8. INFORMATIONS COMPLÉMENTAIRES	491
4. GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE	223	8.1 Personne responsable du document de référence et attestation	492
4.1 Code de gouvernement d'entreprise	224	8.2 Responsables du contrôle des comptes - Commissaires aux comptes	493
4.2 Composition et fonctionnement du Conseil d'administration	226	8.3 Documents accessibles au public	493
4.3 Organes créés par la Direction Générale	250	8.4 Calendrier de communication financière	493
4.4 Conflits d'intérêts, absence de condamnation des membres des organes d'administration et de Direction Générale, contrats de service	252	8.5 Tables de concordance	494
4.5 Participation des administrateurs dans le capital et opérations réalisées sur les titres EDF par les mandataires sociaux et les dirigeants	253	Glossaire	499

DOCUMENT DE RÉFÉRENCE 2017

Le présent document de référence inclut l'ensemble des éléments composant le rapport financier annuel.

35,1
millions de comptes clients

580,8 TWh
d'électricité produite dans le monde

87%
de production sans CO₂

Premier électricien mondial, le groupe EDF est le leader mondial des énergies bas carbone. Solidement implanté en Europe, notamment en France, au Royaume-Uni, en Italie, en Belgique ainsi que sur le continent américain, le Groupe rassemble tous les métiers présents sur la chaîne de valeur de l'électricité – de la production à la distribution en passant par le transport de l'énergie et les activités de négoce – pour équilibrer en permanence l'offre et la demande. Sa production d'électricité, marquée par la montée en puissance des énergies renouvelables, s'appuie sur un mix énergétique diversifié et complémentaire autour du nucléaire. EDF propose des offres commerciales et des conseils pour accompagner ses clients particuliers dans la maîtrise de leur consommation, contribue à la performance énergétique et économique des entreprises et aide les collectivités locales à adopter des solutions durables.

**PARCE QUE NOTRE AVENIR EST ÉLECTRIQUE.
ET IL EST DÉJÀ LÀ.**



Le présent document de référence a été déposé auprès de l'Autorité des Marchés Financiers (l'AMF) le 15 mars 2018, conformément à l'article 212-13 de son règlement général. Il pourra être utilisé à l'appui d'une opération financière s'il est complété par une note d'opération visée par l'AMF. Ce document a été établi par l'émetteur et engage la responsabilité de ses signataires.

En application de l'article 28 du règlement (CE) n° 809/2004 de la Commission européenne, les informations suivantes sont incluses par référence dans le présent document de référence :

- les comptes consolidés du groupe EDF relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2016 (établis selon les normes comptables internationales) et le rapport des contrôleurs légaux y afférent, figurant respectivement au chapitre 6, sections 6.1 (pages 319 à 436) et 6.2 (pages 437 à 438) du document de référence 2016 du groupe EDF ;
- les comptes consolidés du groupe EDF relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2015 (établis selon les normes comptables internationales) et le rapport des contrôleurs légaux y afférent, figurant respectivement au chapitre 6, sections 6.1 (pages 306 à 412) et 6.2 (pages 413 à 414) du document de référence 2015 du groupe EDF ;
- l'examen de la situation financière et du résultat du groupe EDF pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, figurant au chapitre 5 (pages 268 à 301) du document de référence 2016 du groupe EDF ;
- l'examen de la situation financière et du résultat du groupe EDF pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, figurant au chapitre 5 (pages 262 à 301) du document de référence 2015 du groupe EDF ;

Des exemplaires du présent document de référence sont disponibles sans frais auprès d'EDF (22-30, avenue de Wagram – 75382 Paris cedex 08) et sur son site internet (<http://www.edf.com>) ainsi que sur le site internet de l'AMF (<http://www.amf-france.org>).

2017

CHIFFRES CLÉS

35,1
millions de
comptes clients

80 %
Réalisation du plan
de cession à mi-parcours

7,8 GW
Capacité nette installée
EDF EN

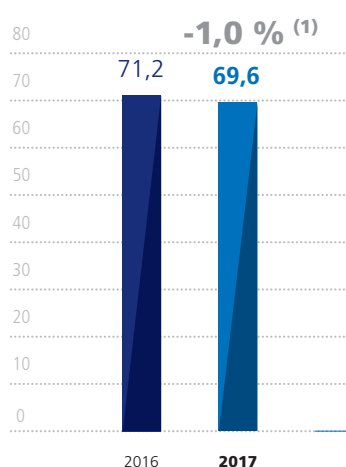
22,5 GW
Pipeline de projets
renouvelables EDF EN

30 GW
Plan solaire
sur 2020-2035

580,8 TWh
d'électricité produite

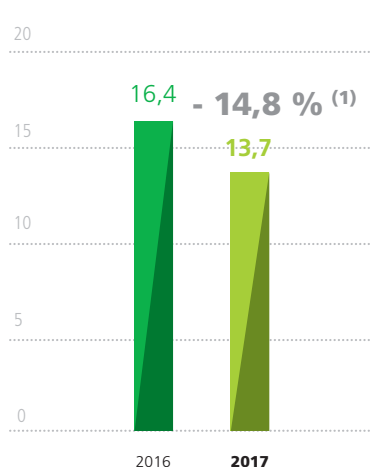
14 Mds€
Carnet de commandes
Framatome

→ Chiffre d'affaires En Mds€

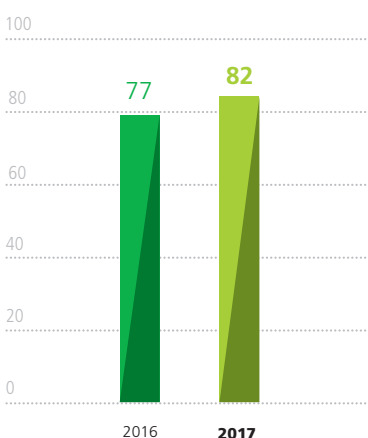


(1) Variation organique à périmètre et change comparables.

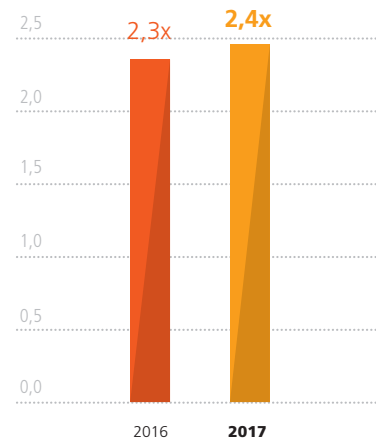
→ EBITDA En Mds€



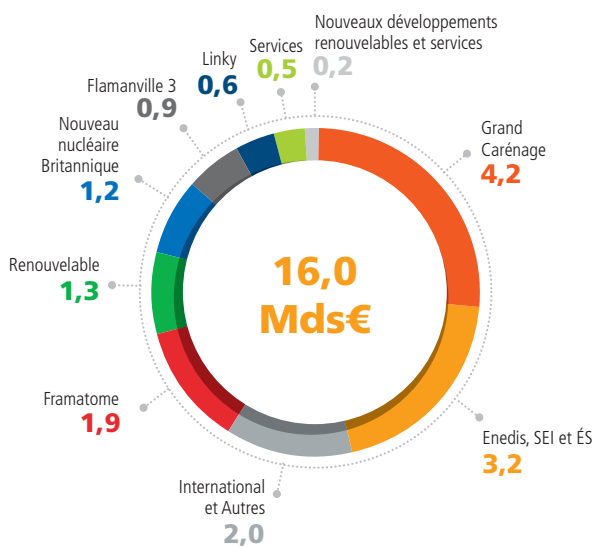
→ Émission de CO₂ du Groupe En g/KWh



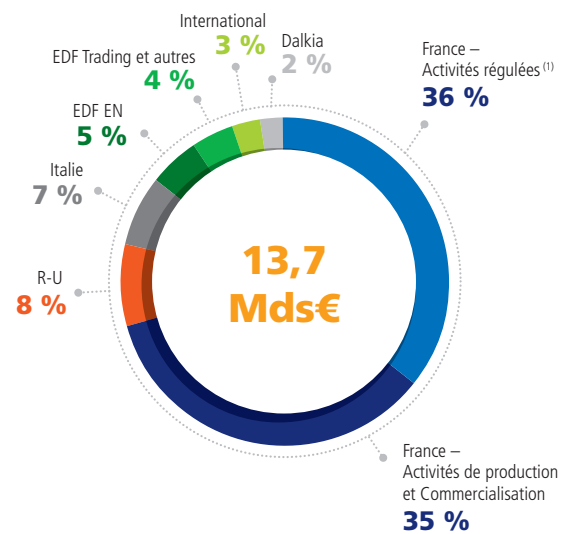
→ Ratio d'endettement financier net/EBITDA



➔ Investissements nets hors plan de cessions
2015 – 2020

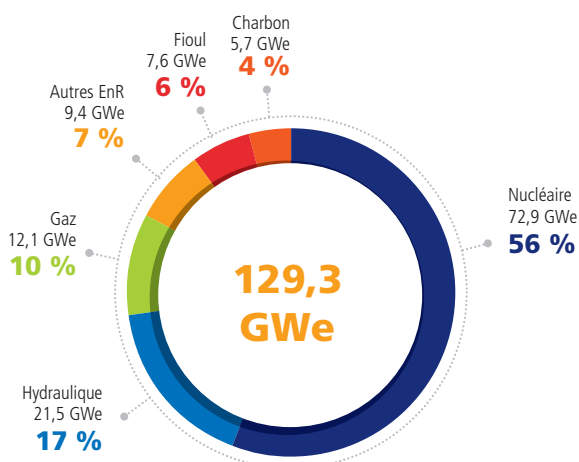


➔ Répartition de l'EBITDA

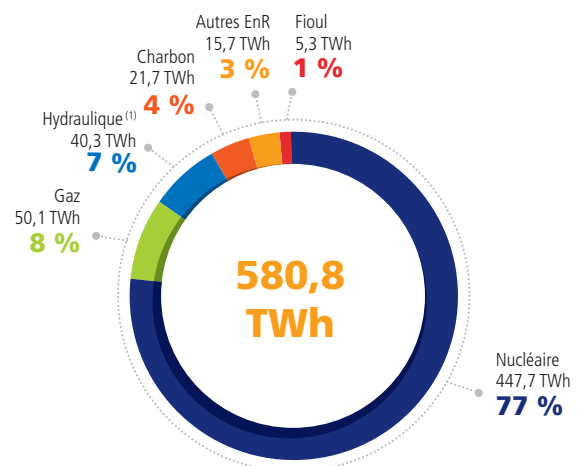


(1) Activités régulières : Enedis, ES et activités insulaires ; Enedis, filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du Code de l'énergie

➔ Capacité nette installée



➔ Production nette d'électricité



LA GOUVERNANCE

LE CONSEIL D'ADMINISTRATION

18
administrateurs

11
administrateurs nommés
par l'Assemblée générale
des actionnaires

1
administrateur
représentant l'État

6
administrateurs
représentant les salariés

41,7 %
de femmes

41,7 %
d'administrateurs
indépendants

90,9 %
de taux de présence

→ COMPOSITION

Présidé par Jean-Bernard Lévy, le Conseil d'administration est constitué comme suit :

11 ADMINISTRATEURS NOMMÉS PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE DES ACTIONNAIRES

Jean-Bernard LÉVY,
Président-Directeur Général d'EDF

Olivier APPERT,
Délégué général de l'Académie
des Technologies

Philippe CROUZET,
Président du Directoire de Vallourec

Maurice GOURDAULT-MONTAGNE,
Secrétaire général du ministère
des Affaires étrangères et du
développement international

Bruno LAFONT,
Administrateur, Lead indépendant
director d'ArcelorMittal

Bruno LÉCHEVIN,
Vice-Président d'Électriciens
sans frontières

Marie-Christine LEPETIT,
Chef du service de l'Inspection
générale des finances

Colette LEWINER,
Administratrice professionnelle

Laurence PARISOT,
Chief Development Officer de Gradiva

Claire PEDINI,
Directrice Général Adjointe,
chargée des ressources humaines
de Saint-Gobain

Michèle ROUSSEAU,
Présidente du Bureau de Recherches
Géologiques et Minières

1 REPRÉSENTANT DE L'ÉTAT

Martin VIAL,
Commissaire aux
participations de l'État

6 ADMINISTRATEURS ÉLUS PAR LES SALARIÉS

Christine CHABAUTY,
parrainée par la CGT

Jacky CHORIN,
parrainé par FO

Christophe CUVILLIEZ,
parrainé par la CGT

Marie-Hélène MEYLING,
parrainée par la CFDT

Jean-Paul RIGNAC,
parrainé par la CGT

Christian TAXIL,
parrainé par la CFE-CGC

En outre, le Commissaire du Gouvernement et le Chef de la mission de contrôle général économique et financier de l'État auprès de la Société ainsi que le Secrétaire du Comité central d'entreprise assistent aux séances du Conseil d'administration.

LE COMITÉ EXÉCUTIF

Le Comité Exécutif est une instance de décision, de réflexion et de concertation sur les sujets opérationnels et stratégiques du Groupe.

Jean-Bernard LÉVY
Président-Directeur Général
→



Marc BENAYOUN
Directeur Exécutif Groupe en charge du pôle Gaz et Italie, Administrateur délégué d'Edison.
→



Antoine CAHUZAC
Directeur Exécutif Groupe en charge du pôle Énergies Renouvelables, Président-Directeur Général d'EDF Énergies Nouvelles.
←



Henri LAFONTAINE
Directeur Exécutif Groupe en charge du pôle Clients, Services et Action Régionale.
→



Xavier GIRRE
Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Financière Groupe.
↑

Véronique LACOUR
Directeur Exécutif Groupe en charge de la Transformation et de l'Efficacité Opérationnelle.
↑



Dominique MINIÈRE
Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction du Parc Nucléaire et Thermique.
←

Christophe CARVAL
Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction des Ressources Humaines Groupe.
↑



Marianne LAIGNEAU
Directeur Exécutif Groupe en charge de la direction Internationale.
→



Pierre TODOROV
Directeur Exécutif Groupe en charge du Secrétariat Général du Groupe.
→



Simone ROSSI
Directeur Exécutif Groupe, Directeur Général d'EDF Energy.
↑



Cédric LEWANDOWSKI
Directeur Exécutif Groupe en charge de la direction Innovation, Stratégie et Programmation.
←



Xavier URSAT
Directeur Exécutif Groupe en charge de la direction Ingénierie et Projets Nouveau Nucléaire.
←



Alexandre PERRA
Directeur auprès du Président-Directeur Général en charge de la coordination exécutive et des relations gouvernementales. Il est Secrétaire du Comité exécutif.
↑

1. PRÉSENTATION DU GROUPE EDF

1.1 HISTOIRE ET ÉVOLUTION DE LA SOCIÉTÉ	8	1.5 ENVIRONNEMENT LÉGISLATIF ET RÈGLEMENTAIRE	79
1.2 ORGANISATION DU GROUPE	10	1.5.1 EDF entreprise publique	79
1.2.1 Organigramme du Groupe	10	1.5.2 Service public en France	79
1.2.2 Relations contractuelles intragroupe	12	1.5.3 Législation relative au marché de l'électricité	81
1.3 STRATÉGIE DU GROUPE	12	1.5.4 Législation relative au marché du gaz	86
1.3.1 Environnement et enjeux stratégiques	12	1.5.5 Les concessions de distribution publique d'électricité	87
1.3.2 Priorités de la stratégie CAP 2030	13	1.5.6 Réglementations applicables en matière d'environnement, de nucléaire, de santé, d'hygiène et de sécurité	87
1.3.3 Politique d'investissement	15	1.5.7 Réglementation relative aux marchés de gros de l'énergie	95
1.4 DESCRIPTION DES ACTIVITÉS DU GROUPE	16	1.6 RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT, BREVETS ET LICENCES	95
1.4.1 Activités de production d'électricité	16	1.6.1 Organisation de la R&D et chiffres clés	96
1.4.2 Activités de commercialisation	42	1.6.2 Les priorités de la R&D	97
1.4.3 Activités d'optimisation et trading	46	1.6.3 L'international et les partenariats	101
1.4.4 Activités régulées, de transport et de distribution en France	47	1.6.4 Politique de propriété intellectuelle	102
1.4.5 Activités du Groupe à l'international	55	1.7 PROPRIÉTÉS IMMOBILIÈRES	102
1.4.6 Services énergétiques et autres activités	74	1.7.1 Actifs immobiliers tertiaires - EDF et Enedis en France	102
		1.7.2 Participation des employeurs à l'effort de construction	103
		1.7.3 Prêts d'accession à la propriété	103

1.1 HISTOIRE ET ÉVOLUTION DE LA SOCIÉTÉ

Dans le cadre de la nationalisation des secteurs de l'électricité et du gaz, la loi du 8 avril 1946 crée EDF sous la forme d'un établissement public à caractère industriel et commercial (EPIC) et fonde le statut du personnel des Industries Electriques et Gazières (les IEG). La loi laisse toutefois subsister un certain nombre de Distributeurs Non Nationalisés (DNN) ou Entreprises Locales de Distribution (ELD).

Les années 1946-2000 sont marquées par le développement de l'outil industriel. Il s'agit d'abord du parc thermique (charbon puis fioul) et du parc hydraulique, avec notamment la construction des barrages de Tignes en 1952 et de Serre-Ponçon en 1960. En 1963, EDF met en service la première unité de production nucléaire à Chinon (70 MW), première d'une série de six tranches de la filière Uranium Naturel - Graphite - Gaz (UNGG), dont la construction s'est échelonnée jusqu'en 1972. Les chocs pétroliers de 1973 et 1979 se traduisent par une accélération de la substitution du thermique par le nucléaire. En 1969, la filière UNGG est abandonnée pour la filière Réacteur à Eau Pressurisée (REP), qui sera utilisée pour les nouvelles centrales.

À partir des années 1990, EDF s'implante de manière significative à l'étranger avec notamment, en décembre 1998, l'acquisition de London Electricity (devenue EDF Energy le 30 juin 2003). Cette politique se poursuit en 2001, avec l'acquisition de 20 % d'EnBW (participation ensuite augmentée successivement pour être portée à 45,01 % en 2005), et avec la montée au capital de l'Italien Edison par le consortium IEB (63,8 %), dont EDF détient 18,03 %, et en 2002, avec l'acquisition de EPN Distribution plc. et de Seeboard plc., deux sociétés de distribution d'électricité situées en Angleterre.

En France, le développement majeur de ces dernières années est l'ouverture du marché, sous l'impulsion de la réglementation communautaire. En février 1999, les sites dont la consommation d'électricité dépasse 100 GWh/an, soit 20 % du marché, peuvent choisir leur fournisseur. Le seuil d'éligibilité est ensuite progressivement abaissé, ouvrant ainsi 30 % du marché en mai 2000, puis 37 % en février 2003, et 69 % en juillet 2004, avec l'ouverture de l'ensemble du marché des professionnels. Depuis juillet 2007, l'ouverture est réalisée à 100 % avec l'ouverture du marché des résidentiels.

Parallèlement, les structures nécessaires au bon fonctionnement d'un marché concurrentiel sont mises en place. La Commission de Régulation de l'Électricité, devenue Commission de régulation de l'énergie (CRE), est créée en mai 2000. La même année, afin de garantir un accès non discriminatoire à tous les acteurs du marché, EDF crée le Réseau de Transport d'Électricité (devenu, en 2005, filiale⁽¹⁾ d'EDF sous la dénomination RTE EDF Transport, et aujourd'hui renommé RTE Réseau de Transport d'Électricité), en charge de gérer le réseau public de transport Haute Tension et Très Haute Tension de l'électricité. En 2000, le Groupe forme, avec le spécialiste du négoce Louis Dreyfus, la société de négoce EDF Trading. Elle deviendra une filiale à 100 % d'EDF en 2003. En 2001, Euronext et différents acteurs industriels et financiers du marché de l'électricité, dont EDF, créent Powernext, la Bourse française de l'électricité. En 2001, en contrepartie de l'autorisation de la prise de participation d'EDF dans EnBW, la Commission européenne demande à EDF de mettre en place un système d'enchères de capacités de production d'électricité (*Virtual Power Plants* – VPP), pour faciliter l'accès au marché à d'autres commercialisateurs. En 2003, le groupe EDF cède sa participation dans la Compagnie nationale du Rhône à Suez (désormais Engie).

Le 20 novembre 2004, en application de la loi du 9 août 2004, EDF devient une société anonyme à Conseil d'administration.

En 2005, EDF et A2A SA (anciennement AEM SpA) prennent le contrôle conjoint d'Edison à la suite du lancement d'une offre publique d'achat. Le Groupe met par ailleurs en œuvre sa stratégie de recentrage sur l'Europe en cédant le contrôle de ses filiales Edenor (Argentine) et Light (Brésil), ainsi que ses actifs au Mexique.

EDF est introduit en Bourse en novembre 2005 par l'émission de 196 371 090 actions nouvelles et la cession de plus de 34,5 millions de titres détenus par l'État auprès de salariés et anciens salariés d'EDF et de certaines de ses filiales. Cette opération est suivie par la cession de 45 millions de titres détenus par l'État le 3 décembre 2007.

Fin 2006, EDF Énergies Nouvelles, détenue à 50 % par le groupe EDF, est introduite en Bourse.

Depuis le 1^{er} janvier 2008, l'activité de distribution d'EDF est assurée par Enedis⁽²⁾ (anciennement ERDF), société issue de la filialisation des activités de distribution en application de la loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie.

En 2008-2009, le groupe EDF devient un acteur majeur du renouveau du nucléaire à l'international, en créant une joint-venture avec l'électricien chinois CGN et en rachetant British Energy, l'un des plus gros énergéticiens du Royaume-Uni, et près de la moitié des actifs nucléaires de Constellation Energy aux États-Unis. EDF acquiert par ailleurs 51 % de la société belge EDF Luminus, participation portée à 63,5 % courant 2010.

EDF cède en 2010 ses réseaux de distribution britanniques au groupe Cheung Kong de Hong Kong, et en 2011 sa participation dans EnBW au Land de Bade-Wurtemberg.

En 2011, EDF renforce son positionnement d'acteur de référence de la production d'électricité à base d'énergies renouvelables en portant sa participation dans EDF Énergies Nouvelles à 100 % à l'issue d'une offre publique alternative simplifiée d'achat et d'échange suivie d'un retrait obligatoire.

En 2012, après plus de sept ans de partenariat stratégique avec A2A, EDF prend le contrôle d'Edison, l'un des principaux acteurs du marché électrique italien, quatrième marché européen. Cette opération s'inscrit dans la mise en œuvre de la stratégie gazière du Groupe, qui s'appuie sur les compétences d'Edison dans l'ensemble de la chaîne gazière.

En 2014, EDF délègue à Exelon, premier exploitant nucléaire américain, la gestion opérationnelle des cinq réacteurs nucléaires de la société Constellation Energy Nuclear Group (CENG), détenue à 49,99 % par EDF et à 50,01 % par Exelon. En outre, EDF reprend l'intégralité des activités de Dalkia en France, y compris le groupe Citelum, tandis que les activités du groupe Dalkia à l'international sont reprises par Veolia. Enfin, F2i, Edison et EDF Énergies Nouvelles créent le troisième plus grand opérateur italien du secteur des énergies renouvelables, détenu à 70 % par F2i et à 30 % par une société holding détenue par Edison et EDF Énergies Nouvelles.

En 2015, EDF et China General Nuclear Power Corporation (CGN) ont signé un accord stratégique d'investissement non engageant pour la construction et l'exploitation de la centrale nucléaire de Hinkley Point C dans le Somerset. Ce partenariat a été approuvé le 28 juillet 2016 par le Conseil d'administration d'EDF. La signature de la documentation contractuelle est intervenue le 29 septembre 2016.

(1) Cette entité est appelée indifféremment « New NP » ou « New AREVA NP » ou Framatome dans le présent document de référence.

(2) Enedis est une filiale gérée en toute indépendance, au sens des dispositions du Code de l'énergie. Dans un souci de lisibilité, il sera simplement fait mention, dans le reste du document, d'Enedis, sans préciser systématiquement qu'il s'agit d'une filiale gérée en toute indépendance, au sens des dispositions du Code de l'énergie.

En 2015 et 2016, EDF et AREVA SA ont conclu deux protocoles d'accord non engageants prévoyant l'acquisition par EDF du contrôle exclusif d'AREVA NP ainsi qu'un partenariat stratégique et industriel global. Conformément aux termes de ces protocoles, un contrat fixant les conditions de la cession d'une participation conférant à EDF le contrôle exclusif d'une entité (« New NP ») filiale à 100 % d'AREVA NP a été conclu le 15 novembre 2016. La cession est intervenue le 31 décembre 2017 et New NP, désormais dénommée Framatome, est détenue à 75,5 % par EDF aux côtés de Mitsubishi Heavy Industries (19,5 %) et Assystem (5 %). Framatome regroupe les activités industrielles, de conception et de fourniture de réacteurs nucléaires et d'équipements, d'assemblages combustible et de services à la base installée et compte 14 000 salariés environ. Il a également été créé en juin 2017, Edvance, société dédiée, détenue à hauteur de 80 % par EDF et 20 % par Framatome, qui regroupe les activités des deux entreprises relatives à la

conception (*basic* et *detailed design*) et à la réalisation (approvisionnements, montages et démarrage) des îlots nucléaires et du contrôle commande des réacteurs neufs en France et à l'international.

EDF a, par ailleurs, signé le 31 mars 2017 un accord visant à céder une participation indirecte de 49,9 % du capital de RTE à la Caisse des Dépôts et CNP Assurances.

Le 30 mars 2017, EDF a réalisé une augmentation de capital en numéraire avec maintien du DPS d'un montant brut (prime d'émission incluse) de 4 018 millions d'euros, qui s'est traduite par l'émission de 632 741 004 actions nouvelles au prix unitaire d'émission de 6,35 euros. L'État français a souscrit 3 milliards d'euros, soit environ 75 % de l'augmentation de capital. Cette augmentation de capital a été un succès et la demande totale s'est élevée à environ 4,9 milliards d'euros. La part marché a été ainsi souscrite à hauteur de 185,9 %.

1. PRÉSENTATION DU GROUPE EDF

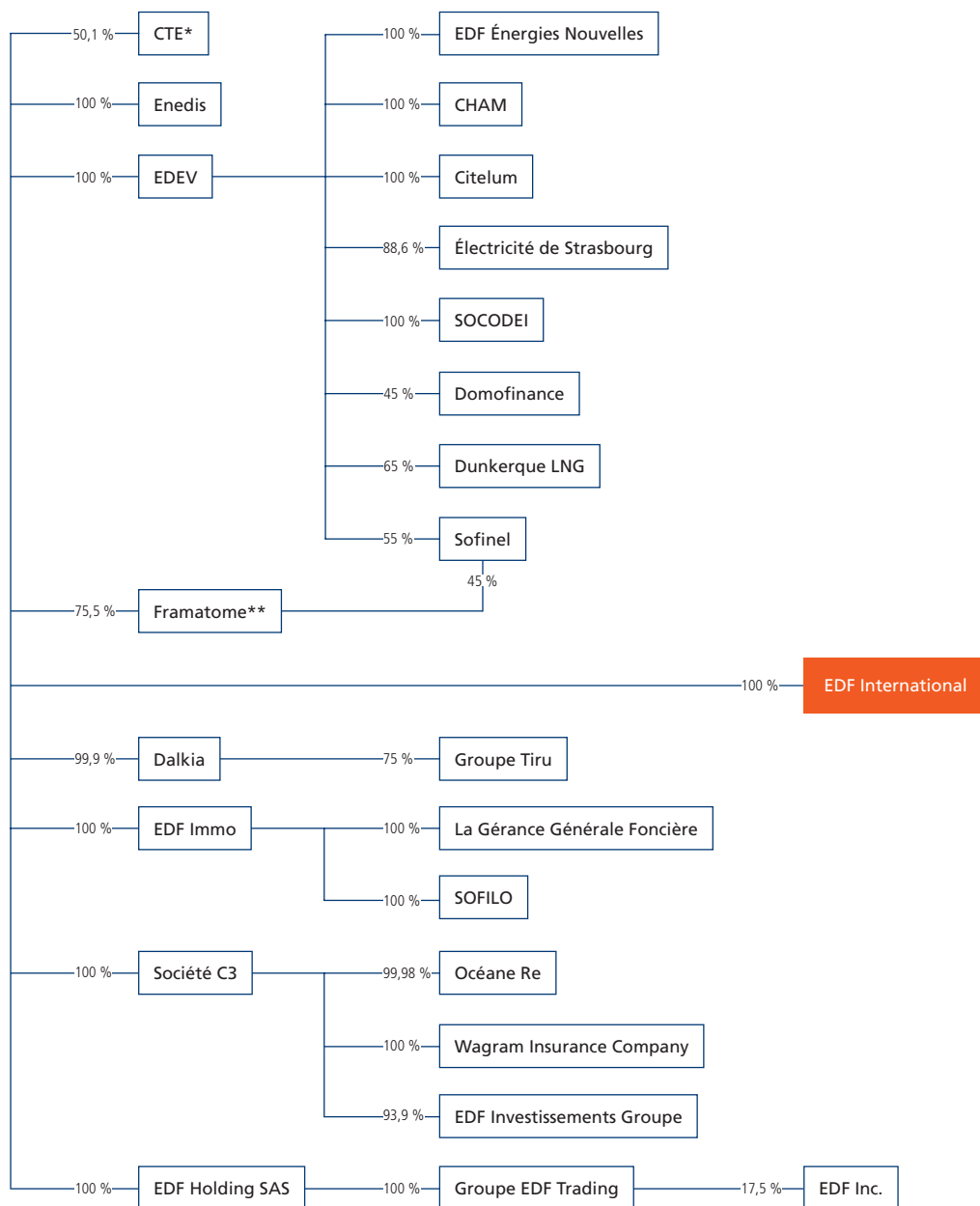
Organisation du Groupe

1.2 ORGANISATION DU GROUPE

1.2.1 ORGANIGRAMME DU GROUPE

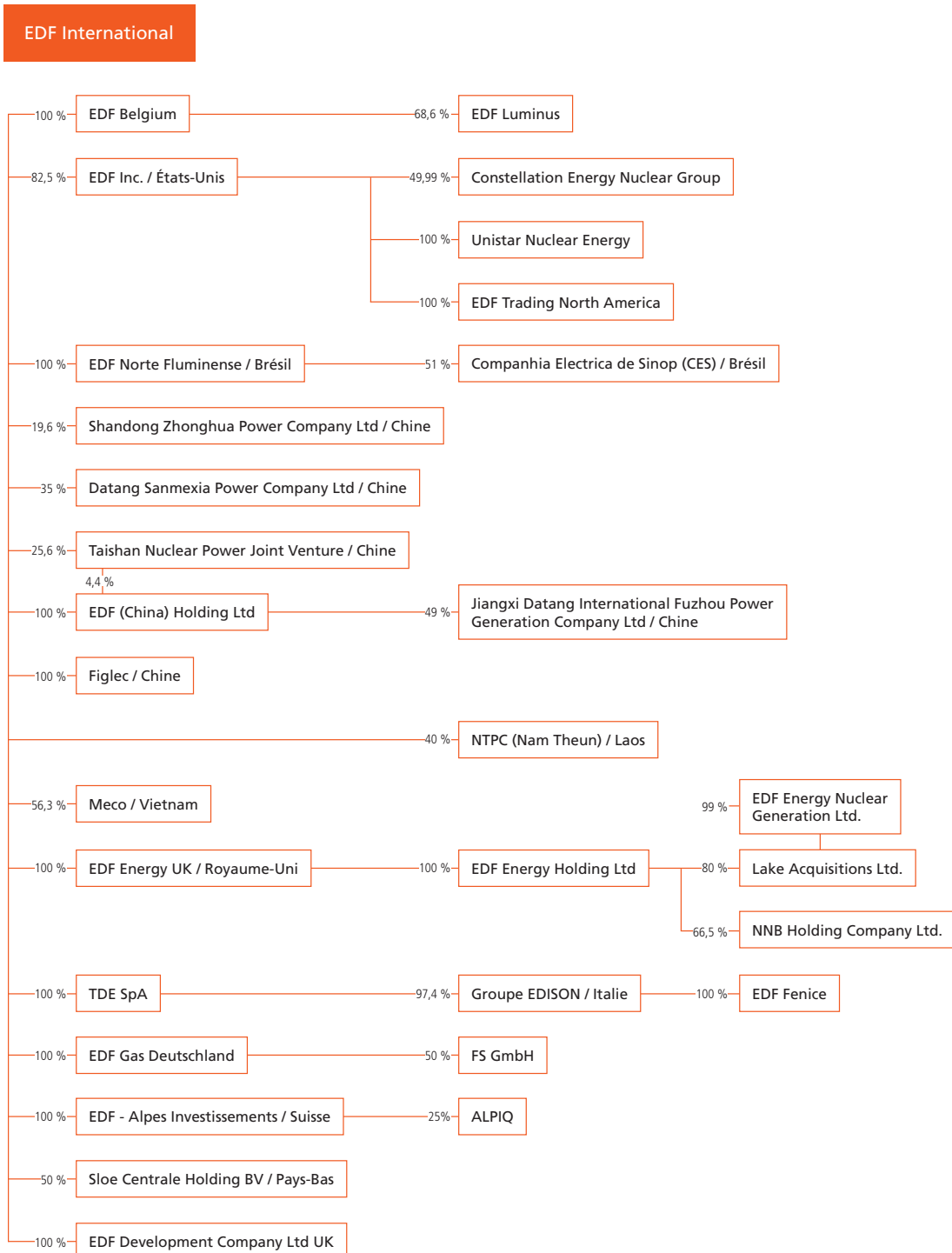
Un organigramme simplifié du Groupe au 31 décembre 2017 est présenté ci-dessous. Les pourcentages mentionnés pour chaque entité correspondent à la quote-part d'intérêt dans le capital.

Les sociétés ou groupes de sociétés faisant partie du périmètre de consolidation du Groupe sont mentionnés à la note 51 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017.



* Coentreprise de Transport d'Électricité « CTE » (ex C25), société détenant les titres RTE.

** Acquisition au 31/12/2017.



1.2.2 RELATIONS CONTRACTUELLES INTRAGROUPE

Les informations relatives aux conventions et engagements réglementés visés à l'article L. 225-38 du Code de commerce figurent dans le rapport spécial des Commissaires aux comptes reproduit à la section 7.5.4 du présent document de référence.

Flux financiers entre EDF et ses filiales

Outre les flux financiers liés aux conventions de centralisation de trésorerie mentionnés ci-dessus, les flux financiers existant entre EDF et ses filiales sont également liés aux remontées de dividendes au sein du Groupe, dont une part substantielle est versée par l'entité EDF International. EDF a reçu de ses filiales consolidées en 2017 un montant total de dividendes de 1 763 millions d'euros.

Les autres flux financiers existant entre EDF et ses filiales correspondent principalement aux prêts, apports et garanties consentis par la maison mère du Groupe au bénéfice de certaines de ses filiales.

Dans le cadre de la politique de centralisation du financement du Groupe décidée en 2006, EDF centralise une partie du financement de ses filiales étrangères *via* la société EDF Investissements Groupe, située en Belgique, dont l'objet principal est d'accorder des financements intragroupes de moyen et long termes.

Par ailleurs, les achats de combustibles nucléaires sont centralisés au sein d'EDF SA y compris ceux destinés à sa filiale EDF Energy.

En ce qui concerne les flux financiers liés aux redevances versées par les filiales, des contrats de prestations de services intragroupes ont été mis en place avec les

principales filiales du périmètre de consolidation depuis 2012. EDF peut également être amené à fournir des prestations ponctuelles à certaines filiales ou entités hors Groupe. Par ailleurs, à l'issue des travaux de valorisation de la marque EDF, la Société a mis en place des contrats de licence de marque avec les filiales utilisant la marque EDF.

Conventions de centralisation de trésorerie conclues entre EDF et ses filiales

La centralisation de la trésorerie mise en place par EDF permet de mutualiser l'ensemble des positions de ses filiales et d'optimiser ainsi la liquidité du Groupe. Ce *cash pooling* se traduit par une centralisation physique des soldes des filiales au niveau d'EDF. Il concerne certaines filiales, tant françaises qu'internationales. Il ne concerne pas RTE.

Le système de centralisation de trésorerie des sociétés du groupe EDF est défini dans le cadre de conventions de trésorerie. Une convention bipartite signée entre EDF et chacune des filiales définit les conditions spécifiques de la relation (rémunération des soldes, etc.).

Au niveau international, les filiales participantes adhèrent à une convention-cadre, ce qui confère à EDF le statut de Centrale de Trésorerie.

EDF centralise également l'ensemble des flux en devises de ses filiales françaises.

Assurances

Des protocoles d'adhésion sont formalisés entre les filiales et EDF afin de les faire bénéficier des couvertures apportées par les programmes d'assurance Groupe.

1.3 STRATÉGIE DU GROUPE

1.3.1 ENVIRONNEMENT ET ENJEUX STRATÉGIQUES

La lutte contre le changement climatique entre dans une phase décisive dans la perspective d'une limitation du réchauffement climatique à + 2 °C.

L'énergie est aujourd'hui responsable de l'essentiel des émissions de CO₂ dans le monde : baisser la consommation d'énergie en développant des solutions d'efficacité énergétique est un levier essentiel pour la décarbonation.

La décarbonation de la production d'électricité et de chaleur – qui représente plus de 40 % des émissions de CO₂ dans le monde – doit continuer à s'accélérer, tirée par le développement des solutions décarbonées : énergies renouvelables, thermiques, électriques et nucléaire.

À ce titre, la France – avec son parc déjà décarboné – dispose d'un temps d'avance sur ses grands voisins européens ; ce mix décarboné et compétitif doit être conservé à long terme en s'appuyant sur la complémentarité entre renouvelable et nucléaire.

Vecteur majeur pour la réduction directe du CO₂, l'électricité l'est aussi *via* la substitution aux usages fossiles dans la mobilité, les bâtiments et l'industrie. Dans les scénarios prospectifs limitant le réchauffement à + 2 °C, l'électricité décarbonée devient ainsi le premier vecteur énergétique à l'horizon 2040-2050 : le développement des usages de l'électricité doit ainsi être accéléré et accompagner les efforts d'efficacité énergétique, afin d'atteindre une division par 4 des émissions à l'horizon 2050, et se diriger vers une neutralité carbone.

Cependant, le marché et le contexte réglementaire européen mettent aujourd'hui le modèle économique des électriciens sous contrainte, alors que des investissements importants sont toujours requis pour maintenir les actifs existants et, à plus long terme, pour renouveler les parcs de production :

- les prix des combustibles (pétrole, gaz, charbon) ont confirmé en 2017 leur redressement amorcé dès la fin de l'année 2016 mais restent à des niveaux très inférieurs à ceux du début de la décennie du fait de l'abondance des ressources, notamment des gaz de schiste ;

- le prix du CO₂, malgré une appréciation relative au cours du deuxième semestre 2017, demeure très bas, en décalage avec les ambitions de décarbonation et des transitions énergétiques en Europe ;

- ce prix bas du CO₂ maintient, de fait, une viabilité économique des moyens de production charbon et lignite dans un contexte où la demande européenne d'électricité reste atone (+ 0,6 % en moyenne annuelle entre 2000 et 2016 ⁽¹⁾) et où néanmoins d'importantes capacités d'énergies subventionnées sont raccordées aux réseaux. Dès lors, la situation de surcapacité du parc de production européen, qui pourrait appeler des déclassements massifs supplémentaires en Europe, explique des prix de marché de l'électricité historiquement bas : ainsi, en France, alors qu'ils s'étaient établis autour de 40 €/MWh en 2015 et en dessous en 2016, les prix de marché de l'électricité France N+1 ont oscillé entre 33 et 44 €/MWh au cours de l'année 2017. Ces niveaux sont inférieurs aux coûts de développement de nouveaux moyens de production, quelle que soit la filière.

Par contraste, dans les pays émergents, la consommation d'électricité est en forte croissance, notamment en Asie, ce qui profite aux électriciens de ces zones avec des prévisions ⁽¹⁾ de l'ordre de + 173 TWh par an en Chine entre 2016 et 2040 (+ 2,2 % par an en moyenne) et + 52 TWh par an en Afrique (+ 4,0 % par an), contre + 11 TWh par an dans l'Union européenne (+ 0,3 % par an).

En Europe, la France et le Royaume-Uni développent des politiques d'indépendance énergétique bas carbone reposant principalement sur un mix conjuguant efficacité énergétique, énergies renouvelable et nucléaire. Ainsi, le Royaume-Uni, qui doit engager un renouvellement important de ses moyens de production d'électricité, a mis en place un modèle de marché cohérent avec cette politique (*Carbon Price Floor, Contracts for Difference*, marché de capacité etc.). En France, l'électricité est également utilisée comme vecteur de décarbonation, et la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte fixe un plafond de 63,2 GW de capacité nucléaire installée en France, capacité compatible avec un développement des énergies renouvelables dans le mix énergétique, compte tenu de l'évolution de la demande et des capacités d'exportation. Des marchés de capacité sont également en train de se développer, notamment en France, au Royaume-Uni ou en Belgique.

(1) Source : AIE, *World Energy Outlook*, novembre 2017.

L'accord trouvé à Paris lors de la 21^e Conférence des Parties (COP 21) confirme la mobilisation contre le changement climatique et la montée en puissance des transitions énergétiques au-delà de l'Europe. Cet accord, ratifié par 168 pays ainsi que par l'Union européenne, est entré en vigueur le 4 novembre 2016. Les COP 22 et 23, tenues au Maroc et en Allemagne, ont confirmé la feuille de route décidée à Paris, malgré l'annonce des États-Unis d'un retrait de l'accord. Le sommet *One Planet* organisé à Paris en décembre 2017 a permis de mobiliser des fonds et de prendre des engagements en faveur de la lutte contre le changement climatique à l'échelle mondiale.

En France, la loi de transition énergétique pour la croissance verte adoptée en août 2015 a fixé plusieurs objectifs de moyen et long terme relatifs aux émissions de gaz à effet de serre, à la consommation d'énergie et au mix énergétique français. Cette loi a conduit à l'élaboration d'une stratégie nationale bas carbone et d'une programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) pour piloter ces objectifs. La PPE définit les orientations et priorités d'action des pouvoirs publics pour la gestion de l'ensemble des formes d'énergie pour des périodes de 5 ans. La PPE actuelle porte sur les périodes 2016-2018 et 2019-2023. En 2018, une nouvelle PPE sera élaborée pour les périodes 2019-2023 et 2024-2028 et fera l'objet d'un débat public.

De leur côté, les clients aspirent à être de plus en plus acteurs de leur consommation, et les territoires acteurs de leur politique énergétique. Ces nouvelles attentes poussent les énergéticiens à imaginer de nouvelles solutions et de nouveaux modèles plus décentralisés, facilités par les innovations technologiques du numérique et des télécommunications et par l'émergence de nouveaux usages, dont le véhicule électrique.

Le secteur électrique est donc plus que jamais en transformation, au croisement des évolutions technologiques et sociétales de moyen et de long terme. Dans ce contexte, et avec ces perspectives, les électriciens européens ont réduit leurs investissements et les réorientent vers des segments ciblés, notamment dans les énergies renouvelables et les solutions bas carbone, les zones de croissance à l'international, les réseaux, la fourniture aux clients et les services.

Ainsi, EDF se mobilise pour répondre à des enjeux stratégiques spécifiques :

- être un acteur responsable de la lutte contre le changement climatique : contribuer à la réalisation des objectifs de la loi de transition énergétique pour la croissance verte en France, à ceux du *Climate Change Act* au Royaume-Uni et plus largement à ceux des Paquets Énergie-Climat 2020 et 2030 de l'Union européenne ;
- garantir la performance économique et la sûreté des actifs nucléaires ;
- innover pour se différencier et pour être en capacité technologique et économique de renouveler et d'élargir ses productions et ses services, en particulier numériques, aux clients, et contribuer ainsi à l'efficacité énergétique et à la sécurité d'approvisionnement ;
- s'inscrire dans la durée comme un acteur emblématique de service public, notamment en matière de solidarité et de lutte contre la précarité énergétique, de respect de la personne, de responsabilité et d'éthique dans la conduite des affaires ;
- se mettre sur une trajectoire de création de valeur pérenne pour l'ensemble des parties prenantes ;
- créer les conditions qui permettent la participation de chacun à la transformation du Groupe.

Ainsi, face à un contexte de marché particulièrement difficile, le groupe EDF se mobilise et poursuit la stratégie CAP 2030 pour être en mesure de financer ses développements prioritaires.

1.3.2 PRIORITÉS DE LA STRATÉGIE CAP 2030

Être un électricien performant et responsable, champion de la croissance bas carbone : c'est l'ambition du groupe EDF, portée par la stratégie CAP 2030. Cette ambition se décline en trois priorités, qui combinent la recherche de relais de croissance à la valorisation des actifs existants :

- proximité avec les clients et les territoires ;

- production bas carbone, avec un mix équilibré entre énergies nucléaire et renouvelable ;
- développement international.

En tout, ce sont plus d'une quinzaine de programmes qui ont été lancés depuis 2015, concrétisant chacune de ces trois priorités stratégiques.

L'atteinte de cette ambition repose également sur un programme de transformation en quatre axes : simplification, innovation et numérique, responsabilisation et performance, ambition humaine et compétences.

1.3.2.1 Proximité avec les clients et les territoires

Afin d'accompagner les clients et les territoires dans leur transition énergétique, le groupe EDF leur propose des solutions énergétiques bas carbone compétitives et s'est doté d'une expertise industrielle dans les réseaux intelligents.

La position forte du groupe EDF dans les services énergétiques au travers de Dalkia, Citelum et d'autres filiales (Sodetrel, Edelia, Netseenergy) lui permet d'accompagner les clients dans leur recherche de performance énergétique et de développement des systèmes locaux. EDF a lancé en 2017 la marque « EDF Solutions énergétiques » pour mettre en avant cette gamme d'offres auprès de l'ensemble de ses clients.

S'agissant des clients particuliers, le groupe EDF propose et continue à développer une gamme de services énergétiques numériques, commercialisée en France et dans les « pays cœurs européens » (Royaume-Uni, Italie, Belgique). Ainsi, le lancement en 2016 de Sowe (filiale proposant des offres innovantes dans le domaine de la maison connectée et dont la gamme s'est enrichie en 2017) témoigne de l'engagement du groupe EDF à répondre aux nouvelles attentes de ses clients, en particulier le bien-être durable dans l'habitat. Les offres existantes et la relation client continueront par ailleurs d'être enrichies par de nouvelles technologies et fonctionnalités numériques, facilitées notamment par les systèmes de compteurs communicants déployés dans plusieurs pays.

Le groupe EDF s'inscrit pleinement dans la transition énergétique :

- en proposant ou en développant des solutions d'efficacité énergétique auprès de ses clients (isolation, solutions à haut rendement, déploiement d'outils numériques innovants) ;
- en travaillant à la substitution des énergies fossiles par de nouveaux usages performants de l'électricité, pouvant présenter un potentiel de dizaines de térawattheures supplémentaires en France à l'horizon 2030 (mobilité électrique, pompe à chaleur, habitat bas carbone, etc.) ;
- en développant des capacités de production d'électricité décarbonées et décentralisées telles que l'offre en autoconsommation « Mon soleil et moi » ;
- en développant et exploitant des réseaux de chaleur utilisant des énergies renouvelables et de récupération ;
- en créant EDF Nouveaux Business, incubateur de projets internes et externes visant à tester et explorer de nouveaux domaines d'activités, créer de nouveaux leviers de croissance pour le Groupe et fournir aux clients une nouvelle gamme d'offres et de services innovants.

Enfin, le développement des énergies renouvelables, le déploiement des compteurs communicants Linky⁽¹⁾ et l'émergence des métropoles placent les réseaux de distribution en première ligne de la transformation du système électrique. Le distributeur a ainsi un rôle clé de facilitateur de la transition énergétique. À ce titre, Enedis et EDF ont établi avec la FNCCR et France Urbaine un nouveau modèle de contrat de concession pour la distribution publique d'électricité et la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente, afin de moderniser les relations avec les autorités concédantes. Il intègre notamment les évolutions territoriales et la transition énergétique, tout en conservant les principes du modèle concessionnaire français : service public, solidarité territoriale et optimisation nationale.

Pour accompagner les transitions énergétiques, le groupe EDF accélère la Recherche & Développement sur le stockage, le solaire, la mobilité électrique, les systèmes électriques intelligents et les solutions énergétiques territoriales durables (*smart cities*), comme la signature du contrat Smart City de Dijon, en consortium avec le groupe Bouygues.

Il accentue également ses efforts en matière d'innovation pour répondre aux attentes de ses clients et proposer des solutions et des services adaptés aux

(1) Linky est un projet porté par Enedis, gestionnaire du réseau de distribution. Dans un souci de lisibilité, il sera simplement fait mention, dans le reste du document, de Linky, sans préciser systématiquement qu'il s'agit d'un projet porté par Enedis.

nouveaux modes de consommation, en utilisant des modes de relations plus numériques.

Enfin, dans le cadre de CAP 2030, le groupe EDF s'est également engagé à travers six Objectifs de Responsabilité d'Entreprise (voir section 3.1.2 "Objectifs de responsabilité d'entreprise").

1.3.2.2 Production très bas carbone : nucléaire et énergies renouvelables

Pour rester leader de la production d'électricité très bas carbone, le groupe EDF accélère le développement des énergies renouvelables tout en garantissant la sûreté, la performance et la compétitivité du parc nucléaire existant et du nouveau nucléaire. De fait, le parc nucléaire d'EDF donne déjà à la France une avance considérable vis-à-vis de ses voisins en termes de limitation des émissions de gaz à effet de serre, tout en assurant un coût de l'électricité inférieur.

L'ambition de production très bas carbone passe d'abord par la consolidation de la base d'actifs hydrauliques et nucléaires :

- EDF investit régulièrement dans les concessions hydrauliques pour allier performances économique, énergétique et environnementale, et proposera des solutions renforçant le productible hydraulique ;
- EDF investit pour obtenir l'autorisation de prolonger, dans les meilleures conditions de sûreté, la durée de fonctionnement du parc nucléaire français au-delà de 40 ans, la compétitivité de ce parc et sa place dans un mix bas carbone étant en effet avérées. Dans ce cadre, le Conseil d'administration d'EDF a approuvé le principe du « Grand carénage » le 22 janvier 2015 (voir section 1.4.1.1.2 « Exploitation du parc nucléaire et performances techniques - programme d'investissements du parc nucléaire existant en France »). Par ailleurs, le Conseil d'administration du 28 juillet 2016 a approuvé l'allongement à 50 ans de la durée d'amortissement du palier REP 900 MW (hors Fessenheim) en France, sans préjuger des décisions d'autorisation de poursuite d'exploitation qui seront données tranche par tranche par l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) après chaque visite décennale. Ces décisions sont compatibles avec la programmation pluriannuelle de l'énergie ; des investissements sont aussi réalisés pour prolonger la durée de fonctionnement de l'ensemble du parc nucléaire britannique de 8 ans en moyenne par rapport à la durée de vie initiale ;
- électricien responsable, le groupe EDF continuera à investir dans la préparation à la déconstruction du parc nucléaire et à la gestion des déchets en France et au Royaume-Uni.

Le groupe EDF poursuivra de nouveaux développements équilibrés entre le nouveau nucléaire et les énergies renouvelables. Les principaux enjeux du nouveau nucléaire concernent :

- la mise en service de Flamanville 3 et de Taishan ;
- la construction et l'exploitation de deux EPR à Hinkley Point pour lesquels les contrats définitifs ont été signés le 29 septembre 2016 par EDF, CGN et le gouvernement britannique ;
- l'acquisition par EDF du contrôle exclusif des activités d'AREVA NP correspondant à la conception et la fourniture de chaudières nucléaires et d'assemblages combustibles logées dans la société désormais dénommée Framatome, détenue à 75,5 % par EDF (voir section 1.1 "Historique et évolution de la société") ;
- la préparation des réacteurs de demain avec le projet EPR 2 (prenant la suite du projet EPR Nouveau Modèle) mené conjointement avec Framatome ;
- le développement des activités de la société Edvance (voir section 1.4.1.2.3.4 « Création de la société Edvance ») ;
- le développement de l'EPR à l'export (avec notamment des décisions menées en Inde).

S'agissant des énergies renouvelables, les nouveaux moyens développés seront pour l'essentiel l'éolien terrestre et maritime, le photovoltaïque et l'hydraulique. EDF a annoncé en décembre 2017 le Plan Solaire : un plan de développement du photovoltaïque, visant à installer en France 30 GW de solaire entre 2020 et 2035. Hors de France, le développement de ces actifs est conduit en cohérence avec la stratégie internationale du groupe EDF. À ce titre, le Groupe a enrichi en 2017 son portefeuille dans les énergies renouvelables par le développement de nouveaux projets en France, mais également aux États-Unis, au Royaume-Uni, en Allemagne, au Moyen-Orient, au Brésil, au Chili, en Inde et en Chine (voir section 1.4.1.5.3 « EDF Énergies Nouvelles »).

En cohérence avec la priorité d'une production très bas carbone, EDF soutient la nécessité de mettre en place des mesures visant au relèvement du prix du CO₂ afin de garantir, si possible au niveau européen, un prix du CO₂ suffisant et cohérent avec les objectifs de la transition énergétique. Une telle mesure a été adoptée au Royaume-Uni et aux Pays-Bas, et son principe est soutenu par le gouvernement français. EDF estime que de telles mesures doivent être appliquées à l'ensemble des filières de production électrique pour être pleinement efficaces. Elles permettront d'orienter les décisions des acteurs industriels et financiers vers les gisements de réduction les moins coûteux et de donner aux actifs non émetteurs leur pleine valeur.

1.3.2.3 Développement international

Le groupe EDF veut être un acteur clé du paysage énergétique en France et dans ses pays cœurs en Europe (Royaume-Uni, Italie, Belgique) en participant à la sécurité énergétique, au renforcement de la compétitivité économique et à la décarbonation de l'économie européenne, en cohérence avec les politiques publiques.

Le Groupe se développe également hors d'Europe, en poursuivant trois objectifs inscrits dans la durée : faire de quelques pays hors d'Europe des pays cœurs pour le Groupe, orienter ses choix d'investissements pour contribuer à la transition énergétique mondiale, multiplier par trois (entre 2015 et 2030) la part du "grand international" dans l'activité du Groupe.

Ainsi, EDF déploie une approche ciblée au plan géographique et privilégie les projets de production bas carbone, hydraulique, éolien et solaire, et les activités de services énergétiques et d'ingénierie.

Des projets d'infrastructures *gas-to-power* sont aussi développés là où ils constituent un élément essentiel de la transition énergétique.

S'agissant du nouveau nucléaire, EDF s'appuiera sur toute son expérience et sur l'expertise de Framatome pour développer de nouvelles opportunités à l'international (Inde, Afrique du Sud, etc.).

1.3.2.4 Transformation

Santé et sécurité, numérique et nouveaux modes de travail, responsabilité et simplification, compétences, modèle de reconnaissance sont les cinq leviers majeurs de la transformation du Groupe.

Le Groupe fait évoluer ses pratiques managériales à travers la simplification de ses organisations et de ses modes de fonctionnement. Ainsi, en 2016, deux accords sociaux ont été signés par EDF SA concernant d'une part, l'introduction du forfait jours pour les cadres et d'autre part, un accord « compétences » destiné à dynamiser les parcours professionnels des salariés et à favoriser la mobilité interne et les formations promotionnelles. Les politiques du Groupe ont été rationalisées et simplifiées, ce qui a permis de faire passer leur nombre de 200 à 40 en les rendant plus simples à appliquer.

Par ailleurs, la promotion de l'innovation, basée notamment sur des expérimentations (« *labs* » et plateformes de co-construction avec les clients) et sur un dispositif d'*open innovation*, contribuera à cette transformation. La création d'EDF Nouveaux Business, une Direction en charge des « nouveaux business », a complété la palette d'outils dont EDF se dote progressivement pour relever les défis dans ce domaine. Elle utilisera les leviers de l'incubation, de l'investissement dans des *start up* externes (via le fonds Electranova) ou encore de partenariats technologiques (voir section 1.4.6.1.3 « EDF Nouveaux Business »).

La transformation numérique concerne les salariés et les modes de fonctionnement internes, ainsi que la relation clients, la gestion et la conception des actifs industriels. La création fin 2016 d'une Direction de la Transformation et de l'Efficacité Opérationnelle, qui regroupe les activités du Groupe en matière de systèmes d'information, d'achats, d'immobilier et de services partagés, traduit la volonté du Groupe d'accélérer dans ce domaine.

La recherche de performance a toujours été une priorité pour le groupe EDF. Le contexte économique et financier actuel accroît encore cette exigence. Le Groupe renforce la maîtrise de ses coûts pour les adapter à son environnement. L'approche est différenciée selon les périmètres considérés (fonctions transverses, entités opérationnelles, etc.).

1.3.2.5 Développement durable

Dans le cadre de son projet stratégique CAP 2030, EDF s'est engagé en matière de responsabilité d'entreprise, en lien avec le nouveau programme pour le développement durable de l'ONU (2015-2030), au travers de six Objectifs de Responsabilité d'Entreprise (voir section 3.1.2 "Objectifs de responsabilité d'entreprise"). Le Groupe s'est engagé à en présenter chaque année les résultats, qui fixent une feuille de route aux métiers et aux filiales du Groupe pour réussir un développement rentable et responsable :

- changement climatique : aller au-delà des exigences de la trajectoire de + 2 °C fixée par la COP 21, en réduisant encore les émissions de CO₂ du Groupe dont le niveau actuel constitue déjà une performance remarquable au regard des grands comparants européens ;
- développement humain : intégrer les meilleures pratiques des groupes industriels en matière de développement humain (santé/sécurité, égalité hommes/femmes et promotion sociale interne) ;
- précarité énergétique : proposer de l'information et des solutions d'accompagnement en matière de consommation d'énergie et d'accès aux droits à 100 % des populations fragiles ;
- efficacité énergétique : innover par des solutions numériques d'efficacité énergétique pour que chaque client puisse consommer mieux ;
- dialogue et concertation : organiser de façon systématique et partout dans le monde, une démarche de concertation transparente et contradictoire autour de chaque nouveau projet ;
- biodiversité : lancer une approche positive de la biodiversité en ne se limitant pas, à terme, à la connaissance ou à la réduction des impacts des activités du Groupe pour avoir un effet positif.

1.3.2.6 La Recherche & Développement en accompagnement de la transition énergétique

Le rôle à jouer par la Recherche & Développement (R&D) est crucial pour développer des solutions bas carbone, tout en renforçant une exploitation sûre et économiquement performante des installations existantes et futures. Voir section 1.6 « Recherche et développement, brevets et licences ».

1.3.2.7 Les conditions de succès de CAP 2030

CAP 2030 permet au Groupe de développer un portefeuille d'actifs centré sur l'énergie décarbonée, renouvelable et nucléaire : services pour les clients, solutions énergétiques décentralisées.

Les facteurs clés de la réussite de CAP 2030 sont :

- l'enrichissement de la gamme d'offres et l'exemplarité dans la relation client ;
- la maîtrise des grands projets, notamment les nouveaux modèles de réacteurs nucléaires, le programme du « Grand carénage » ou encore le développement du Nouveau Nucléaire au Royaume-Uni ;
- la sélectivité des investissements dans les projets ; la transformation des modes de fonctionnement du Groupe et la mobilisation de tous ;
- la maîtrise des coûts.

Dans ce cadre, le Groupe a confirmé en 2017 la mise en œuvre du plan de performance annoncé le 22 avril 2016 et a actualisé les objectifs comme suit (voir la section 5.4 « Perspectives ») :

- réduction des charges opérationnelles ⁽¹⁾ de 0,8 milliard d'euros de 2015 à 2018 ; à fin 2017, la réduction est de 0,7 milliard d'euros vs 2015, soit l'atteinte de l'objectif initial avec un an d'avance ;

- plan de cession d'actifs d'environ 10 milliards d'euros entre 2015 et 2020, et qui sera achevé en quasi-totalité fin 2018. Fin 2017, la réalisation de transactions finalisées représente environ 8,1 milliards d'euros ;

- plan d'optimisation du besoin en fonds de roulement de 1,8 milliard d'euros de 2015 à 2018 ; à fin 2017, l'objectif a été dépassé, avec une contribution cumulée sur la période 2015-2017 de 1,9 milliard d'euros.

Par ailleurs, le Groupe poursuit ses efforts de maîtrise des investissements nets (hors Linky, nouveaux développements et cessions d'actifs), avec un objectif d'environ 11 milliards d'euros en 2018.

Le 28 mars 2017, EDF a annoncé le succès de son augmentation de capital en numéraire pour un montant total de 4,0 milliards d'euros, pour laquelle l'État français, conformément à son engagement, a souscrit 3 milliards d'euros, soit environ 75 % de l'augmentation de capital. Le produit de l'augmentation de capital servira principalement au financement des opérations de développement du Groupe sur la période 2017-2020, en cohérence avec la stratégie CAP 2030, ainsi qu'au renforcement de la flexibilité financière du Groupe.

Par ailleurs, le Groupe a également travaillé en 2017 sur ses modes de fonctionnement, autour des trois axes de son programme de transformation « responsabilisation, simplification, et innovation / numérique » :

- structuration en 20 *Business Units*, et refonte des indicateurs de pilotage ;
- professionnalisation des pilotes de projet, avec la mise en place d'une certification externe ;
- simplification de certains processus : achats, formation, reporting (etc.) ;
- développement de l'innovation, avec la création de nouveaux services en mode *start up* : Sowee, EDF S&F, Zinium, Agregio, mais aussi soutien à l'innovation participative avec plus de 30 lieux d'innovation dans tout le Groupe ;
- déploiement d'une stratégie numérique : transformation culturelle avec un groupe de 30 jeunes (« projet Y »), usage croissant des outils collaboratifs, et structuration pour valoriser les données au service des clients, mais aussi pour optimiser les coûts de maintenance et d'exploitation.

1.3.3 POLITIQUE D'INVESTISSEMENT

1.3.3.1 Investissements en 2017

Le Groupe a poursuivi son programme d'investissements opérationnels bruts pour un montant de 14,7 milliards d'euros en 2017, contre 14,4 milliards d'euros en 2016. Certains de ces investissements sont considérés comme des investissements de développement générant des cash-flow dans un horizon plus éloigné (voir aussi section 5.1.5.1.2 « Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissements »).

Les investissements nets totaux hors cessions ont été de 16,0 milliards d'euros y compris Framatome, contre 12,8 milliards d'euros en 2016, soit une hausse de 3,2 milliards d'euros. Ces investissements nets comprennent les nouveaux développements pour 4,0 milliards d'euros (principalement Linky pour 0,6 milliard d'euros, le Nouveau Nucléaire britannique pour 1,2 milliard d'euros et l'acquisition de 75,5 % de New NP devenue Framatome pour 1,9 milliard d'euros).

Hors nouveaux développements, les investissements nets hors cessions stratégiques ont été de 12,0 milliards d'euros en 2017, contre 11,8 milliards d'euros en 2016. Ils correspondent essentiellement aux investissements effectués dans la maintenance nucléaire pour 4,7 milliards d'euros, dans le Nouveau Nucléaire (Flamanville 3, Taishan) pour 1,1 milliard d'euros, dans les Activités régulées France et insulaires (hors Linky) pour 3,2 milliards d'euros (raccords, modernisation du réseau continental et insulaire), et enfin dans les énergies renouvelables (1,3 milliard d'euros) et les services (0,5 milliard d'euros).

Quant aux cessions d'actifs, elles ont représenté 6,2 milliards d'euros sur l'année 2017 et comprennent notamment la cession de 49,9 % du capital de CTE pour 4,1 milliards d'euros et celle des actifs d'EDF Polska pour 1,0 milliard d'euros.

1.3.3.2 Programme d'investissements

À court et moyen terme, le Groupe a pour objectifs :

- de livrer de grands projets industriels, comme l'EPR de Flamanville 3 en France, ainsi que les compteurs communicants en France (Linky) représentant des

(1) À périmètre, taux de change et hypothèse de taux d'actualisation retraites constants. Hors variation des charges opérationnelles des activités de services.

1. PRÉSENTATION DU GROUPE EDF

Description des activités du Groupe

investissements respectifs de 10,5 milliards d'euros⁽¹⁾ et de 4,5 milliards d'euros⁽²⁾ (voir les sections respectives 1.4.1.2.2 « État d'avancement du projet EPR de Flamanville » et 1.4.4.2.4 « Enjeux futurs ») ;

- de poursuivre ses investissements dans le Nouveau Nucléaire au Royaume-Uni afin de livrer le projet Hinkley Point C de 19,6 milliards de livres sterling⁽³⁾ pour 100 % du projet (voir la section 1.4.5.1.2.5 « Division Nouveau Nucléaire ») ;
- de poursuivre son plan industriel « Grand carénage » dans le nucléaire en France pour un montant d'investissements de 45 milliards d'euros⁽⁴⁾ (voir la section 1.4.1.1.2 « Exploitation du parc nucléaire et performances techniques ») ;
- d'accélérer ses investissements dans les énergies renouvelables tant en France qu'à l'international, en allouant plus de 2 milliards d'euros bruts par an au renouvelable sur la période 2017-2020, et en développant les capacités installées solaire avec le lancement le 11 décembre 2017 du Plan Solaire prévoyant l'installation de 30 GW de capacités solaires photovoltaïque entre 2020 et 2035, dont le financement sera majoritairement assuré par le biais de partenariats.

En ce qui concerne les projets ci-dessus de Flamanville 3, Linky, Hinkley Point C et Grand carénage, ainsi que les investissements dans les énergies renouvelables, les engagements fermes pris par le Groupe sur des acquisitions d'actifs corporels et incorporels sont mentionnés en note 44.1.2.1 de l'annexe aux états financiers consolidés au 31 décembre 2017. Des engagements au titre de l'acquisition d'actifs corporels ont par ailleurs été contractualisés en 2017 dans le cadre de la construction de la centrale d'Hinkley Point C pour 2,7 milliards d'euros.

Enfin, conformément à sa stratégie d'électricien intégré et en cohérence avec la stratégie CAP 2030, le Groupe ciblera de façon sélective et en cohérence avec sa politique et ses contraintes financières, d'autres projets de développement que ceux déjà engagés : projets d'EPR 2, projets du Nouveau Nucléaire Britannique, nouveaux projets dans les énergies renouvelables, et prises de participation à l'international.

Compte tenu de ses contraintes financières, le Groupe recourt, dans la mesure du possible, à des partenariats pour financer ses nouveaux projets.

1.4 DESCRIPTION DES ACTIVITÉS DU GROUPE

Le groupe EDF est un énergéticien intégré, présent sur l'ensemble des métiers de l'électricité : la production nucléaire, renouvelable et fossile, le transport (activité portée par RTE⁽⁴⁾, participation mise en équivalence), la distribution (activité portée par Enedis), la commercialisation, les services d'efficacité et de maîtrise de l'énergie, ainsi que le négoce d'énergie. Il est l'acteur principal du marché français de l'électricité et bénéficie de positions fortes en Europe (notamment au Royaume-Uni, en Italie et en Belgique) qui en font l'un des électriciens leader dans le monde et un acteur gazier reconnu.

Avec une puissance installée nette de 129,3 GWe⁽⁵⁾ dans le monde au 31 décembre 2017 pour une production mondiale de 580,8 TWh, le Groupe dispose de l'un des plus importants parcs de production au monde et, parmi les dix plus grands énergéticiens de la planète, du parc le moins émetteur de CO₂ par kilowattheure produit⁽⁶⁾ grâce à la part du nucléaire, de l'hydraulique et des autres énergies renouvelables dans son mix de production.

Le groupe EDF fournit de l'électricité, du gaz et des services associés à 35,1 millions de comptes client⁽⁷⁾ dans le monde (dont 26,5 millions en France).

Le Groupe met ainsi en œuvre un modèle intégré pour la gestion opérationnelle conjointe de ses portefeuilles d'actifs amont (production, achats d'énergies et de combustibles) et aval (ventes en gros, commercialisation) pour garantir la fourniture d'énergie à ses clients avec la meilleure maîtrise possible des risques liés aux aléas physiques et de marché, dans une optique de maximisation de la marge brute.

Par ailleurs, le Groupe est également présent dans les secteurs régulés du transport et de la distribution d'électricité, notamment par l'intermédiaire respectivement de RTE et d'Enedis, filiales gérées en toute indépendance au sens des dispositions du Code de l'énergie (voir section 1.4.4 « Activités de transport et de distribution en France »).

1.4.1 ACTIVITÉS DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

En France continentale, les activités de production d'électricité sont partagées entre la Direction du Parc Nucléaire et Thermique et le Pôle des Énergies Renouvelables. Outre ces deux directions, la Direction Ingénierie et Projet Nouveau Nucléaire est en charge des projets de développement des nouveaux moyens de production nucléaire du Groupe, en France comme à l'étranger. Ces trois directions disposent chacune de

l'ensemble des compétences et des leviers de performance nécessaires pour exploiter le premier parc de production d'électricité européen et assurer son développement et sa pérennité, et apportent leurs compétences techniques et industrielles à l'ensemble du Groupe dans ces trois domaines (voir aussi section 1.4.5 « Activités du Groupe à l'international »).

Atouts du parc de production

Le parc de production du Groupe possède des atouts significatifs :

- un mix de production compétitif, avec de faibles coûts variables de production⁽⁸⁾ et une exposition limitée aux fluctuations des marchés des hydrocarbures et du charbon grâce aux parcs nucléaire et hydraulique ;
- une diversité des moyens de production permettant de répondre de façon adéquate à la couverture des besoins du portefeuille aval d'EDF (clients finals, ventes aux fournisseurs alternatifs, ventes sur les marchés de gros, etc.). L'appel aux différentes composantes du parc est géré en donnant à chaque instant la priorité aux moyens offrant les coûts variables les plus bas : l'hydraulique au fil de l'eau est utilisé en production de base ; le nucléaire, en raison de son coût variable de production peu élevé, fonctionne en base et semi-base ; l'hydraulique modulable (correspondant à des barrages de retenue) et le parc thermique sont sollicités en production de semi-base et de pointe ;
- un parc nucléaire standardisé et important dont EDF assure la maîtrise de l'ensemble du cycle de vie. Par ailleurs, EDF met en œuvre les actions visant à améliorer les performances techniques de ses centrales et à en étendre la durée de fonctionnement ;
- un parc produisant à 87 % sans émission de CO₂ grâce à la prépondérance du nucléaire et de l'hydraulique, dans un contexte réglementaire environnemental de plus en plus contraignant ;
- une position géographique à la croisée des échanges d'électricité entre la plaque continentale et les péninsules électriques (Italie, Espagne, Royaume-Uni).

Composition et caractéristiques du parc installé

Avec une puissance installée totale de 92,3 GW en France continentale⁽⁹⁾ au 31 décembre 2017, EDF dispose du parc de production le plus important d'Europe, représentant près de 9 % de la puissance installée totale des principaux pays

(1) Coût de construction de Flamanville 3 en euros 2015, hors intérêts intercalaires.

(2) Sur la période de déploiement 2014-2021.

(3) Hors intérêts intercalaires et hors effet de change par rapport à un taux de change de référence du projet de 1 livre = 1,23 euro.

(4) Gestionnaire du réseau de transport géré en toute indépendance, au sens des dispositions du Code de l'énergie.

(5) Source : EDF. Chiffres calculés conformément aux règles de consolidation comptable.

(6) Source : comparaison basée sur les données publiées par ces dix groupes.

(7) Un client peut avoir deux comptes client : un pour l'électricité et un autre pour le gaz.

(8) Les coûts variables de production correspondent à l'ensemble des coûts qui varient directement avec la quantité d'énergie produite. Pour la production d'électricité, les coûts variables sont essentiellement constitués par le combustible.

(9) Pour la Corse et l'outre-mer, voir section 1.4.4.3 « Systèmes Énergétiques Insulaires ».

d'Europe (soit les 35 zones membres d'ENTSO-E – *European Network Transmission System Operators for Electricity* –, qui comprend notamment l'Allemagne, l'Italie et l'Espagne ⁽¹⁾).

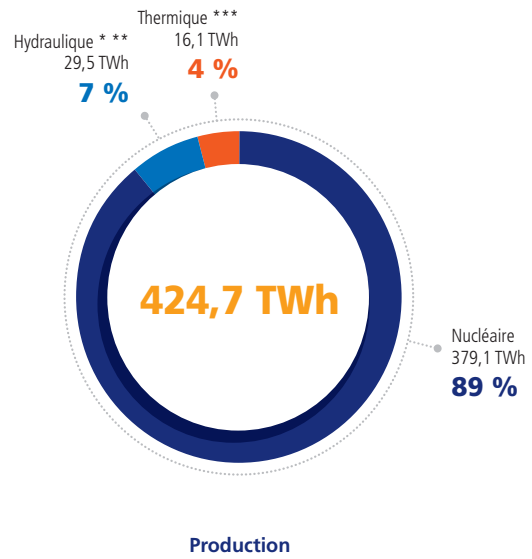
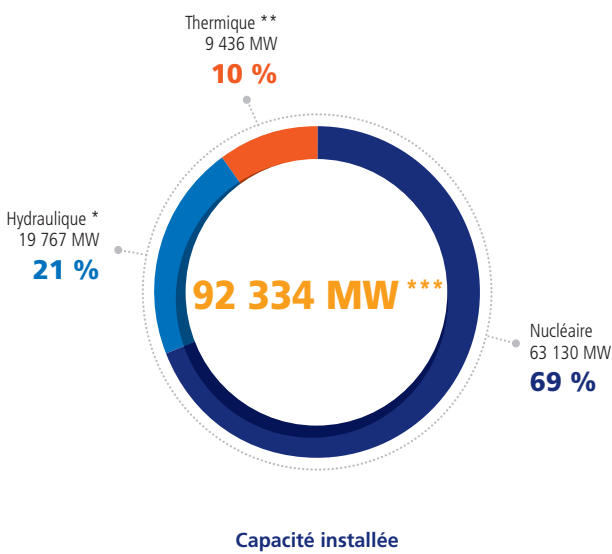
En 2017, la production du parc d'EDF en France a été de 425,2 TWh nette de la consommation du pompage hydraulique, et de 432,0 TWh consommation du pompage hydraulique comprise.

Le parc en France continentale se compose au 31 décembre 2017 de :

- 58 tranches nucléaires fonctionnant à partir des réacteurs à eau pressurisée (REP – une tranche étant définie comme une unité de production regroupant un réacteur, des générateurs de vapeur, une turbine, un alternateur, leurs auxiliaires ainsi que les bâtiments pour accueillir l'ensemble). Ces tranches, de puissances électriques variables allant de 900 MW à 1 500 MW, sont réparties sur 19 sites et ont une moyenne d'âge de 32 ans ;

- 21 tranches thermiques en fonctionnement, ayant une moyenne d'âge d'environ 16 ans ;
- 433 centrales hydrauliques, ayant une moyenne d'âge de 73 ans ⁽²⁾ (voir section 1.4.1.5.1 « Production hydraulique en France ») ;
- les capacités de production éoliennes et solaires d'EDF Énergies Nouvelles en France (voir section 1.4.1.5.3 « EDF Énergies Nouvelles ») et des usines d'incinération du groupe Tiru en France (voir section 1.4.6.1.1 « Dalkia - Tiru ») ;
- 84 centrales hydrauliques détenues par des filiales du Groupe : groupe SHEMA (100 %) et CERGA (détenue à 50/50 avec l'énergéticien allemand EnBW). Ces centrales représentent un total d'environ 140 MW de capacité installée en 2017.

➔ **Capacité installée et production 2017 en France continentale**



Exprimé en mégawatts de puissance maximale couplée au réseau.
 * Hors Corse et outre-mer, soit 440 MW en 2017.
 ** Hors Corse et outre-mer, soit 1 629 MW en 2017.
 *** Hors capacités éoliennes de 12 MW et y compris capacités marémotrices de 240 MW.

* Hors Corse et outre-mer, soit 1,3 TWh en 2017.
 ** Production nette du pompage : la consommation d'électricité nécessaire au fonctionnement des STEP s'élève à 7 TWh en 2017, ce qui conduit à une production hydraulique non réduite de la consommation liée au pompage de 36,5 TWh, et comprenant la production marémotrice de la Rance 0,6 TWh.
 *** Hors Corse et outre-mer, soit 4,7 TWh en 2017.

(1) Calcul fondé sur les statistiques d'ENTSO-E de 2015, les statistiques de l'année n'étant disponibles qu'au 30 avril de l'année suivante.
 (2) Moyenne arithmétique.

1.4.1.1 Production nucléaire d'électricité en France

La production d'électricité réalisée en France par EDF à partir de son parc de centrales nucléaires en 2017 constitue 89,1 % de sa production totale d'électricité nette de la consommation liée au pompage hydraulique.

1.4.1.1.1 Le parc nucléaire d'EDF en France

EDF décline son modèle de réacteur REP selon trois niveaux (ou « paliers ») de puissance électrique disponible :

- le palier 900 MW, composé de 34 tranches d'environ 900 MW (soit une puissance totale de 30 770 MW) d'un âge moyen de 36 ans ;

- le palier 1 300 MW, composé de 20 tranches d'environ 1 300 MW (soit une puissance totale de 26 370 MW) d'un âge moyen de 29 ans ;
- le palier N4, le plus récent avec un âge moyen de 17 ans, composé de 4 tranches d'environ 1 500 MW (soit une puissance totale de 5 990 MW) ;

soit un ensemble de 58 tranches, réparties sur 19 sites, propriétés d'EDF, et constituant une puissance totale autorisée de 63 130 MW au 31 décembre 2017. Avec un âge moyen d'environ 32 ans pour une durée de fonctionnement technique estimée supérieure à 40 ans, le parc nucléaire d'EDF se situe dans la moyenne des parcs nucléaires installés dans le monde.

Les dates de mise en service et de dernière visite décennale (VD) des tranches à fin 2017 sont les suivantes :

Tranches	Année de mise en service industriel	Année de la dernière visite décennale	Prochaine visite décennale	Tranches	Année de mise en service industriel	Année de la dernière visite décennale	Prochaine visite décennale
Fessenheim 1	1978	2009	VD4	Gravelines 6	1985	2007	VD3
Fessenheim 2	1978	2011	VD4	Cruas 3	1984	2014	VD4
Bugey 2	1979	2010	VD4	Cruas 4	1985	2016	VD3
Bugey 3	1979	2013	VD4	Chinon B3	1987	2009	VD3
Bugey 4	1979	2011	VD4	Chinon B4	1988	2010	VD3
Bugey 5	1980	2011	VD4	Paluel 1	1985	2016	VD4
Dampierre 1	1980	2011	VD4	Paluel 2*	1985	2005	VD3
Gravelines 1	1980	2011	VD4	Paluel 3	1986	2017	VD4
Gravelines 2	1980	2013	VD4	Paluel 4	1986	2008	VD3
Tricastin 1	1980	2009	VD4	Saint-Alban 1	1986	2017	VD4
Tricastin 2	1980	2011	VD4	Flamanville 1	1986	2008	VD3
Dampierre 2	1981	2012	VD4	Saint-Alban 2	1987	2008	VD3
Dampierre 3	1981	2013	VD4	Flamanville 2	1987	2008	VD3
Dampierre 4	1981	2014	VD4	Cattenom 1	1987	2016	VD4
Tricastin 3	1981	2012	VD4	Cattenom 2	1988	2008	VD3
Tricastin 4	1981	2014	VD4	Nogent 1	1988	2009	VD3
Gravelines 3	1981	2012	VD4	Belleville 1	1988	2010	VD3
Gravelines 4	1981	2014	VD4	Belleville 2	1989	2009	VD3
Blayais 1	1981	2012	VD4	Nogent 2	1989	2010	VD3
Blayais 2	1983	2013	VD4	Penly 1	1990	2011	VD3
Blayais 3	1983	2015	VD4	Cattenom 3	1991	2011	VD3
Blayais 4	1983	2015	VD4	Golfech 1	1991	2012	VD3
Saint-Laurent 1	1983	2015	VD4	Cattenom 4	1992	2013	VD3
Saint-Laurent 2	1983	2013	VD4	Penly 2	1992	2014	VD3
Chinon B1	1984	2013	VD4	Golfech 2	1994	2014	VD3
Cruas 1	1984	2015	VD4	Chooz B1	2000	2010	VD2
Chinon B2	1984	2016	VD4	Chooz B2	2000	2009	VD2
Cruas 2**	1984	2017	VD4	Civaux 1	2002	2011	VD2
Gravelines 5	1985	2017	VD4	Civaux 2	2002	2012	VD2

* La VD3 de la tranche 2 de Paluel est actuellement en cours.

** La VD3 de la tranche 2 de Cruas est actuellement en cours.

Les centrales d'EDF issues des filières de première génération ont été progressivement mises à l'arrêt et sont en cours de déconstruction (voir section 1.4.1.1.6 « La déconstruction des centrales nucléaires »).

Contrats d'allocation de production

EDF a développé, dans les années 1970-1980, une coopération industrielle avec des opérateurs européens dans le domaine nucléaire, sous forme de contrats d'allocation de production adossés à des tranches du parc nucléaire français d'EDF.

EDF compte dans son parc 10 tranches de production en participation (à hauteur de 1,5 GW) avec les énergéticiens européens suivants :

- Fessenheim 1-2 : EnBW (17,5 %) et le groupement d'électriciens suisses CNP (15 %), ce contrat ayant pris fin au 31 décembre 2017 ;
- Cattenom 1-2 : EnBW (5 %) ;
- Bugey 2-3 : Électricité de Laufenbourg ⁽¹⁾ (17,5 %) ;
- Tricastin 1 à 4 : Electrabel ⁽²⁾ (12,5 %) ;
- Chooz B1-B2 : EDF Luminus, filiale d'EDF en Belgique (3,3 %).

(1) Groupe Axpo.

(2) Groupe Engie.

Le principe de ces contrats d'allocation de production est de mettre à disposition des partenaires – en contrepartie du règlement de leur quote-part des coûts de construction, des coûts annuels d'exploitation (incluant les coûts amont et aval du combustible), des taxes locales et spécifiques au nucléaire et des coûts liés à sa déconstruction – la part de l'énergie produite leur revenant effectivement en fonction de la part de la puissance qui leur est réservée. Dans ces opérations, les partenaires ont partagé avec EDF les risques industriels lors du développement du parc (trois têtes de série sont concernées) et assumé les risques sur la performance liés à l'exploitation actuelle des centrales. En revanche, ils n'ont aucun rôle opérationnel.

Par ailleurs, EDF a conclu un second type de contrat d'allocation de production adossé à un parc de centrales (pour un total de l'ordre de 2 GW) pour lesquels EDF met à la disposition des partenaires une énergie définie par le niveau de la disponibilité de tout ou partie d'un parc de référence, appliqué à la part de puissance réservée aux partenaires sur les tranches concernées. Ces contrats concernent principalement les centrales suivantes :

- Chooz B1-B2 (tête de série N4) : Electrabel (21,7 %) ;
- Cattenom 3-4 : Électricité de Laufenbourg (7,8 %) et CNP (21,8 %).

1.4.1.1.2 Exploitation du parc nucléaire et performances techniques

Le nucléaire est un moyen de production dont le coût variable, essentiellement lié au combustible, est faible puisqu'il représente moins de 30 % des coûts d'exploitation⁽¹⁾. Le niveau de production atteint et l'optimisation des coûts d'exploitation fixes et des charges de maintenance sont donc les principaux leviers de compétitivité du parc nucléaire dans sa phase d'exploitation. Les leviers relatifs au cycle du combustible sont décrits à la section 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés ».

Mode de fonctionnement du parc nucléaire

Cycle de production et arrêts programmés

Afin de concilier les enjeux liés à la saisonnalité importante de la consommation en France, du fait de sa forte thermosensibilité, à la disponibilité des ressources de maintenance et à l'utilisation efficiente du combustible en réacteur, EDF a retenu aujourd'hui pour son parc des cycles de production de 12 et 18 mois. Fin 2017, cette répartition était la suivante :

- 28 tranches du palier 900 MW ont un cycle de production d'environ 12 mois ;
- 6 tranches du palier 900 MW, 20 tranches du palier 1 300 MW et 4 tranches du palier N4 (1 450 MW) ont un cycle de production d'environ 18 mois.

À la fin de ces cycles de production ont lieu des périodes d'arrêt, permettant de remplacer une fraction du combustible chargé en cœur et de réaliser les travaux de maintenance.

Une alternance entre deux types d'arrêts programmés est organisée à l'issue de chaque campagne de production :

- l'arrêt pour simple rechargement, d'une durée normative d'environ 35 jours, durant lequel la principale opération réalisée est le déchargement du combustible usé et le rechargement du combustible neuf ; certains tests et quelques opérations légères de maintenance peuvent être réalisés sur ce type d'arrêt ;
- la visite partielle, consacrée au rechargement du combustible et à la maintenance, et dont la durée normative⁽²⁾ est de l'ordre de 70 jours.

Tous les dix ans, la centrale est arrêtée pour une durée normative de l'ordre de 110 jours afin d'effectuer une visite décennale. Cette durée varie en fonction du programme de travaux et de maintenance, ainsi que du palier concerné. Le programme d'une visite décennale comprend :

- des opérations de déchargement et rechargement du combustible, comme à chaque arrêt ;
- des épreuves hydrauliques du circuit primaire, une épreuve d'étanchéité de l'enceinte, et des travaux d'inspection de la cuve du réacteur ;
- des travaux de modifications, liés aux réévaluations décennales de sûreté ;

- d'autres opérations de maintenance spécifiques, notamment la rénovation ou le remplacement des gros composants.

À l'issue de chaque visite décennale, il revient à l'ASN de donner son accord sur le redémarrage du réacteur et d'émettre des prescriptions techniques qui conditionnent la poursuite de son exploitation.

Fonctionnement du parc nucléaire d'EDF

Les moyens de production nucléaire, en raison de leur coût variable peu élevé, sont en premier lieu utilisés en base, juste après l'hydraulique au fil de l'eau et les autres énergies renouvelables fatales, ainsi que l'énergie achetée au titre des obligations d'achat auprès des producteurs décentralisés d'électricité. Les variations de la consommation durant une année (été/hiver, jour/nuit) et la fluidité actuellement restreinte des marchés de gros en raison d'interconnexions limitées aux frontières conduisent à un fonctionnement du nucléaire également en semi-base. La forte saisonnalité de la consommation en France et sa variabilité importante en hiver imposent une certaine concentration des arrêts programmés du parc nucléaire entre avril et octobre. La canicule de 2003 a mis en évidence les conséquences du très fort réchauffement des fleuves, notamment sur les conditions d'exploitation des tranches « bord de rivière ». La programmation des arrêts de tranches a donc été revue pour réduire le nombre des arrêts de tranches « bord de mer » en juillet et août et favoriser ainsi au maximum le maintien en production de ces tranches, dont les capacités de refroidissement sont moins dépendantes des conditions climatiques.

Production et performances techniques

La production du parc nucléaire est de 379,1 TWh en 2017, un volume en baisse de 4,8 TWh par rapport à celui de 2016.

À la production nucléaire exprimée en énergie annuelle correspond un taux de production du parc nucléaire français (qui se définit comme l'énergie produite rapportée à l'énergie théorique maximale, cette dernière notion correspondant à un fonctionnement à la puissance installée toute l'année), encore appelé *load factor* (« Kp »). Ce taux est obtenu par la multiplication de deux coefficients ($Kp = Kd \times Ku$) :

- le coefficient de disponibilité (« Kd ») (énergie disponible⁽³⁾ rapportée à l'énergie théorique maximale, cette dernière notion correspondant à un fonctionnement à la puissance installée toute l'année). Le Kd est fonction de la durée des arrêts et est par conséquent impacté par les durées normatives et les programmes de travaux à réaliser ;
- le coefficient d'utilisation (« Ku ») (énergie produite rapportée à l'énergie disponible). Le Ku est le reflet des contraintes environnementales, réglementaires et sociales, de la fourniture des services système et de l'optimisation opérée par EDF (combustible et modulation).

Le coefficient Kp, de 68,55 % en 2017, est stable par rapport à celui de 2016 (69,2 %). C'est la résultante d'un Kd de 77,1 %, en baisse par rapport à 2016 (79,6 %) et d'un Ku de 88,92 %, en hausse de 1,9 point par rapport à celui de 2016 (87 %).

En 2017, la production a été affectée par plusieurs aléas dimensionnants :

- la poursuite des contrôles pour conforter la démonstration de l'aptitude des générateurs de vapeur potentiellement concernés par le phénomène de ségrégation carbone à remplir leur fonction en toute sûreté. Les analyses et les contrôles réalisés ont permis d'obtenir de la part de l'Autorité de sûreté nucléaire l'accord de redémarrage de la totalité des réacteurs concernés, confirmant l'aptitude de ces réacteurs à fonctionner en toute sûreté ;
- la poursuite de l'instruction des écarts qualité détectés dans certains dossiers de suivi de fabrication de pièces forgées (problématique dite des dossiers « barrés » et « non barrés ») dans l'usine Creusot Forge d'AREVA NP. Fin 2017, tous les dossiers (environ 1 600) ont été inspectés et un peu plus de 1 100 dossiers ont fait l'objet d'une revue technique. L'analyse des constats montre qu'aucun n'est de nature à remettre en question l'aptitude au fonctionnement en toute sûreté des composants concernés. Les notes de synthèse de 12 réacteurs ont été transmises à l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) au second semestre 2017 et les 12 réacteurs ont obtenu un retour positif de l'ASN et l'Autorisation de Passage au-dessus de 110 °C. Sur Fessenheim 2, un dossier d'étude complet a été transmis à l'ASN début juillet 2017 avec les résultats du programme d'essais complémentaires engagé à l'automne 2016 sur le générateur de vapeur

(1) Les coûts d'exploitation se définissent de la façon suivante : coûts du combustible (y compris charges de l'aval du cycle du combustible), dépenses de fonctionnement (achats et services extérieurs, personnel) et dépenses de maintenance (charges et investissements). Ils ne comprennent ni les investissements liés à la construction, ni les charges de déconstruction.

(2) Les durées normatives constituent des durées de référence optimisées et réalistes par type d'arrêt. Elles intègrent le retour d'expérience des arrêts passés. Les durées programmées des arrêts varient autour de ces durées de référence en fonction du programme de travaux à réaliser.

(3) L'énergie disponible est égale à l'énergie théorique maximale moins les pertes de production pour causes techniques inhérentes à la centrale, c'est-à-dire les arrêts programmés, les arrêts fortuits sur avaries ou pour impératifs de sûreté ainsi que la réalisation d'essais réglementaires.

concerné, confirmant l'intégrité du générateur de vapeur et sa capacité à fonctionner en toute sûreté. Le Groupe Permanent a eu lieu le 27 février et a donné un avis favorable à la remise en exploitation du générateur de vapeur de Fessenheim 2 incriminé. Le 12 mars 2018, l'ASN a levé la suspension du certificat d'épreuve du générateur de vapeur installé sur le réacteur 2 de la centrale de Fessenheim, considérant que l'anomalie ne remettait pas en cause son aptitude au service et que la justification de sa conformité à la réglementation avait ainsi été apportée. Le Groupe espère ainsi pouvoir recoupler la tranche 2 de Fessenheim au réseau fin mars 2018. La revue exhaustive des dossiers de fabrication de Creusot Forge se poursuivra en 2018 selon un planning partagé avec l'ASN en fonction des arrêts des 58 tranches du parc sur 2018. À fin 2017, l'analyse des composants de 12 tranches du parc a été finalisée avec l'ASN ;

- la poursuite de l'analyse et du traitement des conséquences de la chute, fin mars 2016, d'un générateur de vapeur usé dans le bâtiment réacteur de Paluel 2 lors de son remplacement au cours de la troisième visite décennale du réacteur. Les opérations qui ont permis de relever et d'évacuer ce générateur de vapeur sont terminées. Les travaux de réfection de la piscine qui avait été endommagée ont été réalisés durant l'été 2017. Les opérations de remplacement des générateurs de vapeur ont pu reprendre fin octobre 2017, les activités permettant de redémarrer le réacteur de Paluel 2 se poursuivront début 2018. L'arrêté prorogeant la durée d'arrêt de fonctionnement de l'installation nucléaire de Paluel de deux années a été signé le 26 janvier 2017 et publié au Journal Officiel le 4 février 2017 ;
- la finalisation de l'instruction du dossier de réparation de l'enceinte du réacteur de Bugey 5 avec l'IRSN et l'ASN permettant le recouplage au réseau de Bugey 5 fin juillet 2017. Ce réacteur avait été arrêté le 27 août 2015 pour assurer le rechargement en combustible et des opérations de maintenance. L'arrêt du réacteur s'est prolongé suite à la détection d'une micro-fuite située en partie basse de l'enceinte du réacteur. Le dossier de traitement du défaut d'étanchéité a été transmis à l'ASN le 7 avril 2016, qui a validé le 3 avril 2017 la solution de réparation proposée par EDF ; les travaux de réfection ont été menés au printemps 2017. Suite à ces travaux, l'épreuve enceinte du bâtiment réacteur 5 a été réalisée avec succès et le réacteur de Bugey 5 a été redémarré et couplé au réseau fin juillet 2017 ;
- la réalisation avec succès de l'opération de « manchonnage » des générateurs de vapeur du réacteur de Gravelines 5 permettant le recouplage au réseau de ce réacteur fin juillet 2017. Ce réacteur avait été mis à l'arrêt le 9 avril 2016 pour sa 3^e visite décennale. Lors de cet arrêt, le remplacement des trois générateurs de vapeur était programmé. Mais les nouveaux composants n'ayant pas obtenu l'attestation de conformité de la part de l'ASN, le remplacement des générateurs de vapeur a dû être reporté. Les études alors menées par EDF ont montré que les générateurs de vapeur d'origine pouvaient être exploités en toute sûreté, à condition d'en réparer certains tubes par « manchonnage ». Cette intervention a été approuvée par l'ASN le 2 février 2017 et mise en œuvre au printemps 2017 ;
- la détection et le traitement réactif de plusieurs écarts de conformité relatifs à des défauts génériques de tenue au séisme de différents matériels :
 - ancrage des auxiliaires des diesels 1300 et CPO (écart qui date de la construction des tranches concernées),
 - corrosion et perte d'épaisseur de tuyauteries implantées dans les stations de pompage avec risque potentiel d'inondation interne en cas de séisme majoré pouvant provoqué une rupture et donc la perte de la fonction refroidissement (écart lié à des programmes de maintenance inadaptés),
 - tenue au « Séisme Majoré de Sécurité » non démontrée d'une portion de la digue de Tricastin, avec une décision de l'ASN d'arrêt provisoire des 4 réacteurs le temps d'effectuer les travaux de consolidation proposés par EDF. Bien que ne partageant pas la nécessité d'arrêter les 4 réacteurs pendant la durée des travaux, EDF a mis en œuvre la décision de l'ASN. L'arrêt de ces réacteurs a généré 6 TWh de perte de production.

Par ailleurs, les performances de production ont été affectées par des avaries exceptionnelles (pour environ 4 TWh) et par des prolongations d'arrêt plus importantes que prévues (pour environ 6 TWh). Les pertes de performance liées aux indisponibilités fortuites (taux de 3,26 % en 2017 contre 2,0 % en 2016) ont augmenté en 2017, du fait de trois avaries exceptionnelles. Sans celles-ci, le taux d'indisponibilité fortuite aurait été de 2,1 % comparable au résultat 2016. Ces

résultats ne remettent pas en cause la stratégie de maintenance volontariste mise en œuvre depuis 2007 au niveau de la rénovation et du remplacement des gros composants, qui globalement a permis de baisser de 30 % le taux d'indisponibilité fortuite depuis 2009. Les prolongations d'arrêt observées en 2017 trouvent leurs origines, par parts égales, dans des non-qualités de maintenance et d'exploitation, dans des avaries techniques et dans des défauts de maîtrise des projets.

Programme d'investissements du parc nucléaire existant en France

La stratégie industrielle d'EDF est d'exploiter le parc nucléaire existant significativement au-delà de 40 ans, dans les meilleures conditions de sûreté nucléaire (en intégrant notamment les modifications post-Fukushima), de sécurité et de protection de l'environnement, ce qui nécessite de poursuivre la réalisation de volumes de travaux de maintenance importants sur la période 2014-2025. Pour répondre à ce défi impliquant l'ensemble de la filière nucléaire sur un horizon de temps court, un programme « Grand carénage » a été mis en place afin de se mettre en capacité d'intégrer, avec les partenaires industriels du Groupe, l'important volume de travaux sur le parc.

Le 22 janvier 2015, le Conseil d'administration d'EDF a approuvé le principe du programme du « Grand carénage », destiné à rénover le parc nucléaire français, à augmenter le niveau de sûreté des réacteurs et, si les conditions sont réunies, à poursuivre leur fonctionnement, pour un montant total d'investissements s'établissant au maximum à 55 milliards d'euros²⁰¹³ (soit 60 milliards d'euros courants) sur la période 2014-2025 pour les 58 réacteurs du parc en fonctionnement⁽¹⁾.

Les travaux d'optimisation conduits depuis (réduction et reports), ont permis de réviser à la baisse l'enveloppe initiale du programme à 45 milliards d'euros²⁰¹³ (soit 48 milliards d'euros courants) sur la période 2014-2025. Cette révision a été obtenue pour l'essentiel grâce aux efforts permanents d'optimisation des solutions techniques retenues et des stratégies de remplacements de composants, et à la plus grande finesse de leur déploiement intégrant les capacités du tissu industriel, ce qui a permis le report de certaines dépenses, et en tenant compte également d'une date de fermeture anticipée de la centrale de Fessenheim au 31 décembre 2018. Dans cette logique industrielle, la réduction des coûts est d'environ 7 milliards d'euros²⁰¹³ (soit 8,5 milliards d'euros courants) et le report au-delà de 2025 d'environ 3 milliards d'euros²⁰¹³ (soit 3,6 milliards d'euros courants), soit un total de 10 milliards d'euros²⁰¹³ (ou 12 milliards d'euros courants) par rapport à l'estimation initiale, dont 5,6 milliards d'euros²⁰¹³ (ou 6,5 milliards d'euros courants) sur les visites décennales et le déploiement du retour d'expérience de Fukushima, 2,8 milliards d'euros²⁰¹³ (ou 3,3 milliards d'euros courants) sur les remplacements de générateurs de vapeur et de gros composants et 1,5 milliard d'euros²⁰¹³ (ou 2,3 milliards d'euros courants) sur les autres projets d'ingénierie et la maintenance courante.

Le montant du programme recouvre à la fois, sur le parc nucléaire existant, les investissements de maintenance courante et ceux nécessaires à l'extension de la durée de vie (remplacement des générateurs de vapeur, VD4 900, VD3 1300). À titre indicatif, il est estimé à environ 4 milliards d'euros par an en moyenne jusqu'en 2025 puis devrait décroître pour tendre vers environ 3 milliards d'euros par an environ.

Sur les années 2014 et 2015, les acquisitions d'immobilisations dans le parc nucléaire existant (programme « Grand Carénage ») ont été de 3,6 milliards d'euros ; ils ont atteint 3,8 milliards d'euros en 2016 et 4,2 milliards d'euros en 2017.

Pour mener à bien le programme, une entité distincte « Grand carénage » a été créée. Le commanditaire du programme est le Directeur de la Direction du Parc Nucléaire et Thermique (DPNT), qui valide le périmètre du programme actuellement décomposé en 22 projets, ainsi que la trajectoire financière. La maîtrise d'ouvrage du programme est assurée par la Division Production Nucléaire qui définit le contenu des activités. La maîtrise d'œuvre est assurée par le Directeur du Programme assisté des responsables de projets, sur toute la vie du projet sur tous les champs : délais de réalisation, qualité, trajectoire financière. Le Conseil d'administration examine les principaux investissements par grande catégorie de projets dont les principales caractéristiques lui sont présentées ; il approuve les contrats ou marchés qui dépassent un montant prédéfini ; enfin, il procède à l'examen annuel de l'exécution du programme, à partir d'indicateurs donnant la mesure de son état d'avancement physique et financier, le reste à faire et les coûts à terminaison.

(1) Les chiffres présentés par la Cour des comptes dans son rapport du 10 février 2016 portent sur un horizon de temps plus long, allant jusqu'à 2030, et incluaient, au-delà des investissements, les dépenses d'exploitation de maintenance. Les deux évaluations sont cohérentes, comme le précise la Cour des comptes dans son rapport. En effet, dans le chiffrage global tel que présenté par la Cour des comptes proche de 100 milliards d'euros pour la période 2014-2030, il convient de distinguer les dépenses d'investissement estimées à 74,73 milliards d'euros, et celles d'exploitation estimées à 25,16 milliards d'euros²⁰¹³. Au sein des 74,73 milliards d'euros²⁰¹³ de dépenses d'investissement entre 2014 et 2030, 55 milliards d'euros²⁰¹³ sont dédiés à la période 2014-2025, ce qui permet de relier les deux chiffrages établis par le groupe EDF et la Cour des comptes.

Ce programme industriel est déployé progressivement, dans le respect des objectifs de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, des programmations pluriannuelles de l'énergie, des avis et prescriptions de l'ASN ainsi que des procédures d'autorisation prévues pour un fonctionnement des réacteurs au-delà de 40 ans (voir section 1.4.1.1.5 « Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France »).

Au sein de ce programme, les projets de rénovation ou de remplacement des gros composants des centrales comme les alternateurs, les transformateurs ou les générateurs de vapeur se poursuivront. À fin 2017 :

- les stators d'alternateurs ont été rénovés sur 45 tranches, pour un total de 49 tranches à rénover ;
- le programme de remplacement préventif des pôles de transformateurs principaux se poursuit. 116 pôles de transformateurs principaux sur 173 ont été remplacés, soit environ 66,5 % du programme ;
- 28 tranches du palier 900 MW sur un total de 34 tranches ont fait l'objet d'un remplacement de leurs générateurs de vapeur.

Les travaux industriels se poursuivront au-delà de 2025 à l'occasion notamment des troisièmes puis quatrièmes visites décennales des tranches 1 300 MW, des quatrièmes visites décennales des tranches 900 MW et des deuxièmes puis troisièmes visites décennales des tranches N4. Ce programme sera l'occasion d'intégrer les améliorations complémentaires de sûreté déterminées suite à l'accident de Fukushima, ainsi que les modifications permettant la prolongation du fonctionnement des installations significativement au-delà de 40 ans (voir section 1.4.1.1.5 « Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France »).

1.4.1.1.3 Environnement, sûreté nucléaire, radioprotection

Le respect de l'environnement

EDF appuie sa démarche environnementale sur un système de *management* environnemental certifié ISO 14001 (voir section 3.1.8.2 « Le pilotage et la prévention des risques environnementaux - le système de *management* environnemental (SME) »), initiée en 2002 sur quelques sites puis étendue à l'ensemble des unités de production nucléaire.

Concernant la gestion des déchets, l'évacuation des déchets de Très Faible Activité (TFA) s'effectue depuis 2004 vers le centre de stockage de Morvilliers dans l'Aube. Pour les déchets d'exploitation de Faible et Moyenne Activité (déchets FMA), EDF poursuit ses actions afin de limiter leur entreposage sur l'ensemble des sites nucléaires et s'appuie pour cela sur l'usine Centraco (SOCODEI, filiale du groupe EDF), dont le four de fusion a redémarré en 2015 et qui fonctionne à présent normalement.

Pour une description du traitement des déchets radioactifs de l'aval du cycle du combustible et de la déconstruction, voir respectivement les sections 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés » et 1.4.1.1.6 « La déconstruction des centrales nucléaires ».

Une démarche de sûreté nucléaire omniprésente

EDF, en sa qualité d'exploitant nucléaire, assume la responsabilité de la sûreté nucléaire et, dans un contexte en évolution rapide (marché concurrentiel, enjeux environnementaux, etc.), réaffirme la priorité absolue que représente la protection de la santé de l'homme et de l'environnement notamment par la prévention des accidents et la limitation de leurs conséquences au titre de la sûreté nucléaire. Par ailleurs, la loi du 13 juin 2006 codifiée relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire (voir section 1.5 « Environnement législatif et réglementaire ») garantit à tout individu l'accès à l'information en ce qui concerne notamment les mesures de sûreté nucléaire prises par l'exploitant, et formalise la transparence sur la sécurité nucléaire.

La réalisation du programme électronucléaire français a conduit à la mise en place par EDF d'une démarche de sûreté qui :

- prend en compte, dès la conception, les risques et inconvénients qui pourraient survenir en cours d'exploitation des centrales, qu'ils soient liés au fonctionnement propre des installations ou à des agressions internes ou externes ;
- repose sur l'application de règles d'exploitation rigoureuses ainsi que sur l'attitude prudente et interrogative des équipes techniques par le biais de la mise en place d'une véritable culture de la sûreté ;

- s'appuie sur l'expérience accumulée de l'exploitation d'un parc standardisé de 58 réacteurs (soit plus de 1 700 années-réacteurs, somme arithmétique des années d'exploitation de l'ensemble des réacteurs à eau pressurisée d'EDF) ;

- intègre une démarche de progrès continu qui se matérialise notamment par la recherche permanente de la diminution du nombre des arrêts automatiques des réacteurs ;

- bénéficie d'une ingénierie nucléaire et d'une R&D intégrées au Groupe pour anticiper la résolution de défaillances, maintenir les installations en l'état, faire évoluer les matériels de manière continue, réévaluer les marges de sûreté, assurer la veille technologique ainsi que la mise en œuvre de techniques nouvelles plus performantes et la maîtrise d'ouvrage des installations en déconstruction

- mise fortement sur le développement des compétences ; dans ce but, chaque site de production nucléaire est doté d'un simulateur utilisé pour former et entraîner à tout type de situation.

La sûreté nucléaire fait l'objet de nombreux contrôles, tant internes qu'externes.

- EDF a mis en place des procédures de contrôle interne. À titre d'exemple, EDF réalise tous les trois à quatre ans pour chaque unité nucléaire des évaluations globales d'excellence qui se déroulent sur trois semaines et impliquent environ 30 inspecteurs. De plus, l'Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection, rattaché directement au Président-Directeur Général d'EDF et nommé par lui, effectue des audits qui permettent de porter chaque année un avis sur la sûreté globale du parc nucléaire et de proposer à la Direction de l'entreprise des actions de progrès. Les efforts déployés par EDF, notamment pour améliorer la performance humaine, ont permis de réduire ces dernières années le nombre moyen annuel d'arrêts automatiques réacteur (nombre divisé par deux en dix ans). En 2017, ils s'élevaient à 22 sur l'ensemble du parc.

- Le contrôle externe de la sûreté des installations nucléaires en France est assuré par l'ASN, à l'échelon national, les contrôles sont de deux ordres :

- des inspections programmées ou inopinées, menées par l'ASN (473 en 2017 sur l'ensemble des installations nucléaires d'EDF) ;

- un processus de réexamen périodique (décennal) visant à renforcer la maîtrise de la conformité des centrales nucléaires au regard des règles qui lui sont applicables et d'actualiser l'appréciation des risques ou inconvénients que l'installation présente pour les intérêts (environnement et santé de la population), en tenant compte notamment de l'état de l'installation, de l'expérience acquise au cours de l'exploitation, de l'évolution des connaissances et des règles applicables aux installations similaires. Les objectifs sont fixés par l'ASN, qui en contrôle le respect ; EDF propose des solutions pour y répondre et les met en œuvre après approbation de l'ASN (voir section 1.4.1.1.1 « Le parc nucléaire d'EDF »). Le réexamen périodique constitue une étape essentielle de la poursuite du fonctionnement des centrales (voir sections 1.4.1.1.5 « Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France » et 1.5.6.2.2 « Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base »).

À l'échelon international, des inspections permettant la mise en commun d'une expérience acquise dans le monde ont lieu régulièrement :

- les OSART (*Operational Safety Review Team*) de l'AIEA (Agence Internationale de l'Énergie Atomique) sont effectuées à la demande de l'État français et ont pour objectif de formuler des recommandations et de procéder à la diffusion de bonnes pratiques. En particulier, la première *Corporate OSART* d'EDF s'est tenue en 2014, et a conclu qu'EDF est totalement conforme aux standards définis par l'AIEA ; la *Follow Up Corporate OSART* a eu lieu fin 2016 ;

- les visites internationales « revues de pairs » (*Peer Reviews*) menées par la WANO (*World Association of Nuclear Operators*) sont organisées à la demande d'EDF et portent sur l'évaluation des performances de sûreté au regard des meilleures pratiques internationales. Une *Corporate Peer review* a eu lieu en 2017 visant à apprécier le mode de gouvernance et la relation entre le niveau central et les unités. À l'issue de cette *Corporate Peer Review*, WANO a identifié deux bonnes pratiques relatives à la mise en œuvre de la Force d'action Rapide Nucléaire (FARN) dans le cadre du programme de résilience Post-Fukushima et à l'utilisation d'une démarche numérique pour la formation des acteurs de maintenance. WANO a également formulé quatre recommandations (deux dans le domaine « *Corporate leadership and Governance* », une dans le domaine « *monitoring and oversight of contractors* » et une dans le domaine « *completeness of independent oversight* ») qui donnent lieu à un plan d'actions.

Dispositif d'alerte

En situation accidentelle, une organisation de crise est prévue pour limiter les impacts sur l'environnement et sur les populations, et assurer la sécurité de l'installation. Cette organisation de crise s'appuie sur deux plans étroitement coordonnés, conçus pour les niveaux national et local. Il s'agit :

- du plan d'urgence interne pour chaque site nucléaire, élaboré par EDF ;
- du plan particulier d'intervention, élaboré par les préfets en collaboration avec les services de l'État et EDF.

Afin d'assurer une meilleure efficacité et donc une meilleure protection des populations, ces plans prennent notamment en compte des risques d'origine externe (inondation...) ou interne (incendie...). La pertinence du dispositif d'alerte, d'information et de protection des populations est évaluée régulièrement au travers d'exercices de simulation d'accidents. Chaque année, une centaine d'exercices sont organisés pour l'ensemble du parc nucléaire français, soit environ un tous les trois jours. Une dizaine d'entre eux sont d'ampleur nationale, sous la direction de l'ASN, et impliquent EDF et les pouvoirs publics, dont notamment les préfetures. En 2017, trois exercices d'ampleur nationale ont été organisés, dont un relatif à la protection physique des installations (crise sécuritaire).

Dès ses premières analyses qui ont suivi l'accident de Fukushima de mars 2011, EDF a enrichi son organisation de gestion de situation de crise par un dispositif national capable d'apporter rapidement une aide matérielle et humaine à un site en grande difficulté. Ce dispositif, la Force d'Action Rapide Nucléaire (FARN), a fait l'objet d'exercices de simulation à partir des bases régionales situées à Civaux, Paluel, Dampierre et Bugey, et peut être projeté sur une tranche de n'importe quel site en difficulté. La FARN permet des interventions en parallèle sur six tranches d'un même site.

Événements significatifs dans le domaine de la sûreté

La sûreté d'exploitation des installations nucléaires est prise en compte dès la conception des ouvrages et fait l'objet d'un suivi régulier avec une politique de mobilisation du personnel et d'importants programmes d'investissements. La politique de sûreté nucléaire du Groupe est intégrée dans les formations applicables aux personnels d'EDF et de ses prestataires.

Dispositifs de contrôle et de surveillance

La sûreté nucléaire fait l'objet de contrôles internes (revues annuelles, plans de contrôles internes et audits de l'inspection nucléaire en France) et externes (*peer reviews* entre les entreprises membres de l'association WANO et audits OSART conduits par les experts de l'AIEA).

En France, la sûreté des installations nucléaires est contrôlée par l'ASN. Les événements sont classés sur une échelle à sept niveaux (de 1 à 7) suivant leur importance (échelle INES⁽¹⁾). Ceux sans conséquence pour la sûreté nucléaire sont nommés « événements de niveau 0 ». Depuis la mise en place en 1987 d'une échelle de ce type en France, aucun événement de niveau 3 (incident grave – très faible rejet à l'extérieur et exposition du public représentant une fraction des limites réglementaires) ou au-delà n'a eu lieu sur le parc nucléaire français.

La création d'un dispositif supplémentaire de gestion de crise, la Force d'Action Rapide Nucléaire (FARN), a également été retenue par l'ASN, à la suite d'évaluations complémentaires de sûreté réalisées par EDF après l'accident de Fukushima.

Résultats 2017

Comme en 2016, aucun événement majeur de sûreté ou de radioprotection n'est à déplorer en France.

En 2017, le groupe EDF a déclaré 4 événements significatifs pour la sûreté (ESS) de niveau 2 sur l'échelle internationale INES. Ces événements sont liés à des écarts de conformité relatifs à des défauts de tenue au séisme de différents matériels.

Dans l'ensemble, les résultats 2017 marquent le pas par rapport aux résultats obtenus en 2015 et 2016, avec un nombre moyen d'événements non classés (niveau 0) en hausse à 10,38 ESS par réacteur (soit 602 événements), contre 8,75 en 2016 et 8,88 en 2015, et un nombre moyen d'événements de niveau 1 par réacteur globalement stable à 1,13 (soit 66 événements) contre 0,94 en 2016 et 1,16 un an plus tôt.

Le nombre d'arrêts automatiques de réacteurs progresse et atteint 0,38 par réacteur (0,48 en 2016 et 0,66 en 2015).

Les résultats 2017 détaillés sur la sûreté nucléaire sont publiés dans le rapport annuel établi par l'Inspecteur Général de la sûreté nucléaire et disponible sur Internet.

Radioprotection

La mobilisation des acteurs de terrain a permis une amélioration continue des performances en matière de protection des personnels contre les effets des rayonnements ionisants. Ainsi, la dose collective annuelle moyenne de l'ensemble des intervenants, salariés d'EDF et d'entreprises extérieures, amenés à intervenir dans les centrales a été divisée par deux en moins de dix ans. En 2017, la dose collective moyenne est de 0,61 homme-sievert par réacteur (soit une dose collective de 35,38 hommes-sieverts en 2017). La dosimétrie collective en 2017 est en baisse par rapport à 2016 (44,2 hommes-sieverts). EDF poursuit de façon volontariste la démarche ALARA (*As Low as Reasonably Achievable*) de maîtrise de la dosimétrie collective dans la perspective des volumes de travaux induits par le projet industriel sur le parc en exploitation dans les années à venir.

EDF souhaite en outre continuer à diminuer les expositions aux rayonnements en deçà de la limite réglementaire, fixée à 20 millisieverts sur 12 mois glissants pour le corps entier. Ainsi, tout au long de l'année 2017 et sur 12 mois glissants, aucun des intervenants (salariés d'EDF et des entreprises prestataires) n'a été exposé à une dose individuelle supérieure à 14 millisieverts.

Pour les années à venir, compte tenu des niveaux déjà atteints, l'effort devra porter de préférence sur les centrales dont les résultats dosimétriques sont les moins bons, notamment en procédant à l'assainissement des circuits.

1.4.1.1.4 Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés

Le volume annuel moyen normatif de combustible nucléaire consommé par les réacteurs du parc EDF en France est d'environ 1 200 tonnes de combustibles (tonnes de métal lourd : uranium naturel enrichi, uranium de retraitement enrichi, plutonium), dont environ 1 080 tonnes de combustibles UNE (uranium naturel enrichi), 110 tonnes de combustibles MO_x (combustible fabriqué à partir du plutonium issu du retraitement) et 10 tonnes de combustible URE (uranium de retraitement enrichi).

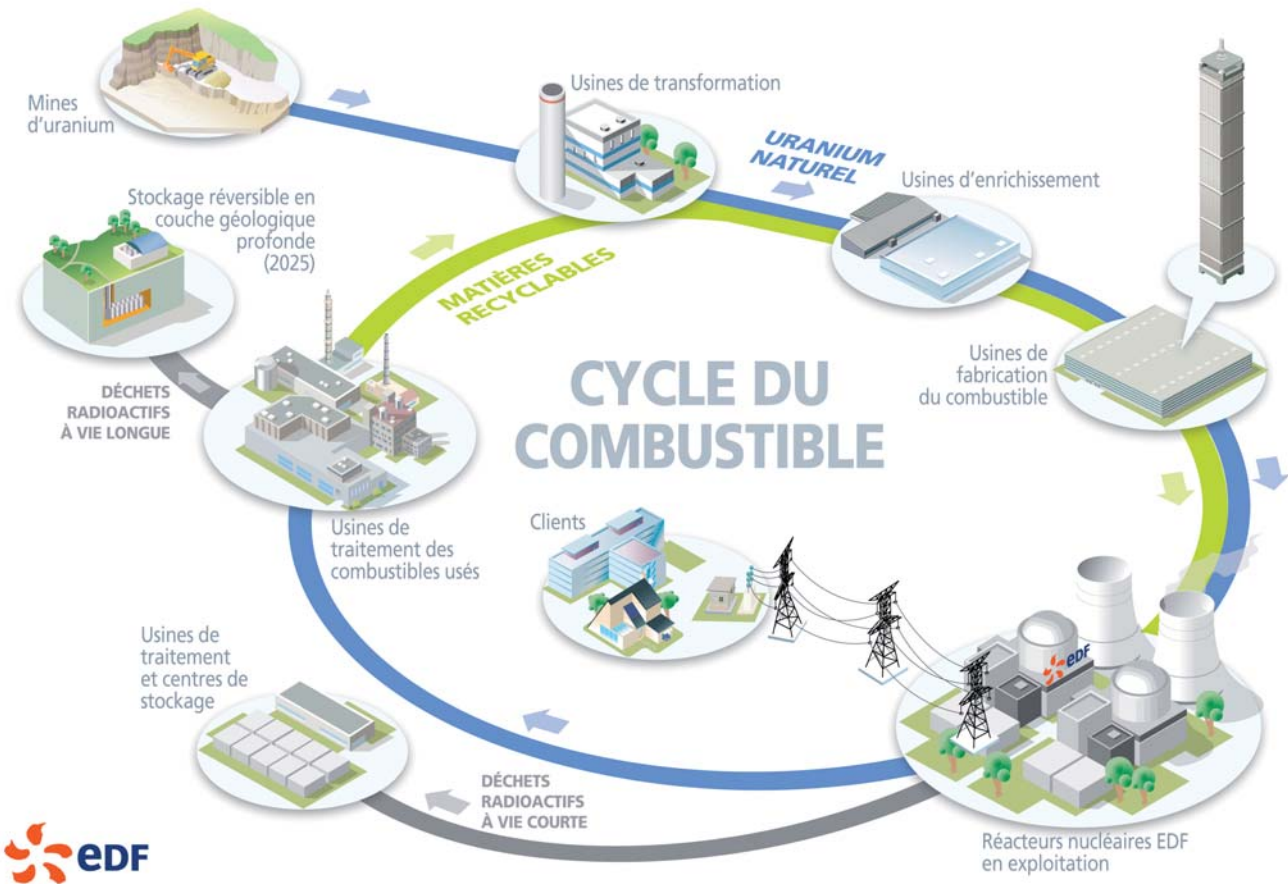
Le cycle du combustible nucléaire regroupe l'ensemble des opérations industrielles menées en France et à l'étranger qui permettent de livrer le combustible pour produire de l'énergie en réacteur, puis d'assurer son évacuation et son traitement. Le cycle se décompose en trois étapes :

- l'amont du cycle : l'achat de concentrés issus du minerai d'uranium, la fluoration (ou conversion), l'enrichissement et la fabrication du combustible ;
- le cœur du cycle, qui correspond à l'utilisation en réacteur : la réception, le chargement, l'exploitation et le déchargement ; le combustible séjourne de quatre à cinq ans dans le réacteur ;
- l'aval du cycle, pour le parc de réacteurs en France : l'entreposage en piscine, le traitement des combustibles usés, le conditionnement des déchets radioactifs et le recyclage des matières valorisables, l'entreposage des déchets conditionnés avant leur stockage, tel que prévu dans la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs.

EDF coordonne l'ensemble des opérations du cycle du combustible. Celles de l'amont et de l'aval sont réalisées par des prestataires ou fournisseurs, généralement au stade de concentrés d'uranium (U₃O₈), les transformations en produits plus élaborés étant confiées aux industriels du cycle à travers des contrats de service (fluoruration, enrichissement et fabrication), et assure les opérations de cœur de cycle. EDF est propriétaire dans la plupart des cas et responsable du combustible et des matières intervenant aux différentes étapes du cycle.

(1) International Nuclear Event Scale.

ÉTAPES DU CYCLE DU COMBUSTIBLE NUCLÉAIRE EN FRANCE



1.

L'amont du cycle

Afin d'assurer la continuité et la sécurité d'approvisionnement de ses réacteurs, en France comme au Royaume-Uni, EDF conserve la maîtrise globale de l'ensemble des opérations du cycle à chaque étape, à travers un portefeuille de contrats et par la constitution de stocks aux différentes étapes de l'amont du cycle du combustible (uranium naturel, uranium fluoré enrichi ou non, assemblages neufs en magasin).

AREVA-Orano constitue à ce titre un fournisseur important (voir section 2.3 « Facteurs de dépendance »).

Le cas échéant, le Groupe met en place une stratégie de couvertures du risque de change sur ses approvisionnements en uranium.

L'approvisionnement en uranium naturel

Les approvisionnements en uranium d'EDF sont assurés à long terme par des contrats diversifiés en termes d'origines et de fournisseurs, d'une durée de 7 à 20 ans.

EDF a poursuivi en 2017 la sécurisation de ses approvisionnements à long terme auprès de plusieurs fournisseurs importants du marché, dont AREVA Mines-Orano.

Les formules d'indexation des contrats du portefeuille d'approvisionnement en uranium naturel comprennent des parts fixes (prix de base inflatés ou non) et des parts variables (indexées sur des indices de prix de marché) et sont généralement limitées par des prix planchers et plafonds. De ce fait, les effets des variations des prix de marché de l'uranium naturel sur les coûts d'approvisionnement sont atténués.

Avec les industriels de la filière nucléaire réunis au sein de WNA (*World Nuclear Association*), qui rassemble en particulier les compagnies représentant 90 % de la production mondiale d'uranium, EDF est attentif à la mise en œuvre de bonnes pratiques en matière d'extraction minière afin de contribuer à une démarche globale de progrès dans ce secteur. Depuis 2011, EDF réalise périodiquement des audits de mines sur la base d'une méthode élaborée avec WNA, constituant un cadre standardisé et reconnu par tous les acteurs de la filière. Des recommandations peuvent être émises ainsi qu'un plan d'amélioration si nécessaire.

Ces principes définis par WNA ont pour objectif de rendre durables les bonnes pratiques constatées sur le terrain et de les partager avec tous les acteurs de la filière ; ils reprennent notamment les principes définis par l'*International Council on Mining and Metals* pour l'extraction et l'exploitation durable de l'uranium⁽¹⁾. Les contrats signés par EDF ont été progressivement complétés par des clauses listant les attentes d'EDF en matière de respect par le fournisseur et ses sous-traitants des droits fondamentaux et des principaux standards internationaux. Ils insistent notamment sur la transparence et la capacité d'EDF à venir auditer le fournisseur.

La fluoration (ou conversion)

Les besoins d'EDF sont assurés par le groupe AREVA NC-Orano, ainsi que par les autres producteurs mondiaux, tels que Cameco au Canada, Converdyn aux États-Unis et Tenex en Russie.

En 2016, EDF a signé avec AREVA-Orano un contrat de fourniture de services de conversion, afin de renforcer la couverture à long terme de ses besoins.

(1) Ces 10 principes concernent la préservation de la santé des travailleurs et des populations locales (sécurité et protection contre les rayonnements) ; la préservation de l'environnement (gestion des déchets et protection des ressources d'eau potable) ; la nécessité d'un cadre légal conforme aux législations en vigueur et aux normes internationales (AIEA) pour le suivi et le contrôle des radiations, de la santé et de la sécurité des intervenants comme du public, de la gestion des déchets et du respect de l'environnement ; l'information, la transparence et le dialogue avec les parties prenantes ; la gestion responsable des déchets dangereux et des matériels contaminés par l'utilisation des meilleures technologies disponibles ; le développement d'un système de management de la qualité dès l'amont du projet (Etude d'impact environnemental) incluant une analyse des risques ; la préparation à la gestion des accidents ; le transport des matériels dangereux en toute sûreté et sécurité ; la formation régulière des personnels.

L'enrichissement de l'uranium naturel en uranium 235

EDF couvre ses besoins en services d'enrichissement auprès des grands enrichisseurs mondiaux AREVA NC-Orano (usine Georges Besse II sur le site du Tricastin en France), Urenco (Royaume-Uni, Allemagne, Pays-Bas, États-Unis) et Tenex (Russie), sur la base de contrats à prix majoritairement fixes, décroissants en monnaie constante.

La filière uranium de retraitement enrichi

Cette filière constituée dès les années 1990 permet de recycler dans les réacteurs de l'uranium issu du traitement du combustible usé, qui constitue environ 95 % de la masse du combustible usé.

Cette filière a été suspendue en 2013, compte tenu de l'absence d'incitation économique du fait d'une offre d'uranium naturel très supérieure à la demande et dans l'attente de la disponibilité d'un nouveau schéma industriel. EDF poursuit l'examen des conditions du redémarrage d'une filière au cours de la prochaine décennie.

L'uranium issu du retraitement est stocké sous forme stable de façon à pouvoir être utilisé ultérieurement.

La fabrication des assemblages de combustible

Les contrats avec les fournisseurs d'assemblages de combustible AREVA NP-Framatome et Westinghouse, couvrant la part prépondérante des besoins d'EDF, ont été renouvelés en 2014 de façon à sécuriser les approvisionnements au minimum jusqu'en 2020.

L'aval du cycle

EDF est responsable du devenir et du traitement de ses combustibles usés et des déchets associés sans transfert possible ni limitation dans le temps. AREVA-Orano est chargé du traitement des combustibles usés et l'ANDRA est chargée des opérations de gestion à long terme de stockage des déchets ultimes, conformément aux orientations définies par la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs codifiée.

En matière de cycle du combustible, la stratégie d'EDF actuellement retenue, en accord avec l'État, est de pratiquer le traitement des combustibles usés et le recyclage des matières valorisables et notamment du plutonium ainsi séparé sous forme de combustible MO_x. Les quantités traitées sont déterminées en fonction de la quantité de plutonium recyclable dans les réacteurs autorisés à charger du combustible MO_x (principe de « l'égalité des flux »). Les capacités de recyclage des tranches nucléaires du parc français conduisent à traiter environ 1 100 tonnes de combustibles usés par an.

En complément, dans le cadre de l'anticipation des besoins en entreposage du parc de production nucléaire, EDF travaille actuellement sur la conception d'une piscine d'entreposage de combustible usé de grande capacité. Elle permettra notamment l'entreposage long terme (pour une durée de l'ordre de 100 ans) des MO_x et URE usés venant des REP et des assemblages du réacteur à neutrons rapides « Superphénix » entreposés dans l'APEC, piscine d'entreposage de combustible de la centrale de Creys-Malville dans l'attente des réacteurs de quatrième génération dits « GEN IV ».

En cohérence avec le Plan National de Gestion des Matières et Déchets Radioactifs 2016-2018, EDF prévoit le dépôt d'une demande d'autorisation de création d'ici 2020.

Le traitement des combustibles usés issus des centrales nucléaires d'EDF

Les combustibles usés en attente de traitement sont entreposés dans les piscines de refroidissement sous eau, dans un premier temps dans les piscines des centrales puis dans celles de l'usine de traitement d'AREVA-Orano à La Hague. Les conditions d'entreposage sont reconnues sûres sur une échelle de temps séculaire. Une dizaine d'années après leur déchargement du réacteur, les combustibles usés à l'uranium naturel enrichi sont traités afin de séparer les produits réutilisables des déchets. Les déchets sont ensuite conditionnés et entreposés sur le site de La Hague dans des installations spécifiques.

Les relations entre EDF et AREVA-Orano relatives au transport, au traitement des combustibles usés et à leur recyclage sont formalisées pour la période 2008-2040 par un accord-cadre signé le 19 décembre 2008.

EDF et AREVA-Orano ont signé en février 2016 un contrat d'application couvrant la période 2016-2023 ainsi que les contrats de fourniture d'assemblages MO_x associés.

L'alimentation en combustible des deux réacteurs d'EDF à Hinkley Point (Royaume-Uni)

EDF a signé avec AREVA-Orano en septembre 2016 des contrats de fourniture d'uranium, de services de conversion et d'enrichissement et de fabrication d'assemblages en vue de l'alimentation en combustible des réacteurs d'Hinkley Point C.

Le stockage des déchets ultimes conditionnés

Les déchets radioactifs, suivant leur nature, leur niveau de radioactivité et la durée de vie des radionucléides les constituant, ont été classés en différentes catégories : des déchets HA (Haute Activité) aux déchets TFA (Très Faible Activité) en passant par les déchets FA et MA (Faible et Moyenne Activité). Ils sont dits « à vie longue » lorsque leur période d'activité dépasse 30 ans.

Déchets de Haute Activité à Vie longue (HAVL)

Le traitement des combustibles usés permet la vitrification des déchets HAVL, qui assure un conditionnement de très haute qualité dans un volume réduit. Les déchets sont ensuite entreposés à La Hague dans des installations spécifiques. À titre d'illustration l'ensemble des déchets HAVL ainsi produits, correspondant à l'exploitation des anciennes centrales à Uranium Naturel - Graphite - Gaz (UNGG) et à 50 années d'exploitation du parc REP actuel, représenterait un volume d'environ 9 300 mètres cubes.

Déchets de Moyenne Activité à Vie longue (MAVL)

Les structures des assemblages (coques et embouts, morceaux de gaines, etc.) séparées lors du traitement du combustible usé constituent des déchets MAVL. Ils sont aujourd'hui compactés et conditionnés dans des conteneurs en acier inoxydable. Des déchets MAVL sont aussi issus de certaines opérations de maintenance et du démantèlement. À titre d'illustration, le volume total des déchets MAVL, incluant notamment les déchets issus de l'exploitation et du démantèlement du parc de génération 1 dont les réacteurs Uranium Naturel - Graphite - Gaz et ceux issus du parc REP actuel en prenant en compte 50 années de durée de fonctionnement des centrales et les opérations de démantèlement, représenterait environ 37 000 mètres cubes. Contrairement aux déchets HAVL, ils ne dégagent pas de chaleur, et se prêtent de ce fait à un stockage plus rapide sans refroidissement.

Les déchets HAVL et MAVL issus du retraitement du combustible usé sont entreposés à La Hague dans des installations spécifiques, dans l'attente d'une mise en œuvre du stockage en couche géologique profonde, tel qu'il est actuellement envisagé dans le projet du Centre industriel de stockage géologique (Cigéo) de l'ANDRA.

Cigéo est en effet le projet français de centre de stockage profond de déchets radioactifs. Il est conçu pour stocker les déchets hautement radioactifs et à durée de vie longue produits par l'ensemble des installations nucléaires françaises actuelles, jusqu'à leur démantèlement, et par le traitement des combustibles usés utilisés dans les centrales nucléaires. Après quinze ans de recherche, des évaluations et un débat public, le principe du stockage profond a été retenu par la loi n° 2006-739 du 28 juin 2006 de programme relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs comme solution sûre à long terme pour gérer ce type de déchets sans en reporter la charge sur les générations futures.

Il est prévu que ce centre soit implanté dans l'Est de la France, à la limite de la Meuse et la Haute-Marne. Cigéo sera composé d'installations de surface, notamment pour accueillir et préparer les colis de déchets et pour réaliser les travaux de creusement et de construction des ouvrages souterrains. Les déchets seront stockés dans des installations souterraines, situées à environ 500 mètres de profondeur, dans une couche de roche argileuse imperméable choisie pour ses propriétés de confinement sur de très longues échelles de temps. Cigéo est prévu pour être exploité pendant au moins 100 ans, tout en étant flexible afin de laisser aux générations futures la possibilité d'adaptations.

La loi du 11 juillet 2016, qui précise les modalités de création d'une installation de stockage réversible en couche géologique profonde, constitue la levée d'un préalable important à l'obtention d'une autorisation de création de Cigéo pour la gestion des déchets radioactifs HA-MAVL. Les études de conception réalisées par l'ANDRA se poursuivent en vue de présenter un dossier de demande de création de l'installation à l'horizon 2019 (planning révisé suite à l'actualisation de la planification des travaux préalables et aux travaux d'optimisation de la conception).

Le planning de l'ANDRA prévoit l'obtention d'une autorisation de création en 2022, une phase industrielle pilote à partir de 2026 et un début de la chronique de livraison des premiers déchets en 2031. Le 15 janvier 2018, l'ASN a rendu son avis sur le DOS « dossier d'option de sûreté » de Cigéo, estimant que le projet a atteint globalement une maturité technologique satisfaisante au stade du dossier d'options

de sûreté. À noter que dans ce projet d'avis, l'ASN demande que pour les déchets bitumineux, des filières alternatives à leur stockage en l'état à Cigéo soient étudiées.

Déchets de Faible Activité à Vie longue (FAVL)

Les déchets FAVL proviennent de la déconstruction des anciens réacteurs UNGG (graphite, déchets de procédés – voir section 1.4.1.1.6 « La déconstruction des centrales nucléaires »). Compte tenu de leur durée de vie, ces déchets ne peuvent être stockés dans les centres de surface existants (voir ci-après) mais, du fait de leur niveau d'activité inférieur à celui des déchets HA-MAVL, la loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage spécifique en *subsurface*. L'ANDRA a transmis en juillet 2015 un dossier concernant la faisabilité d'un centre de stockage sur un site situé dans la région de Soullaines dans l'Aube. Ce dossier a été soumis à l'avis de l'ASN. À ce stade, des incertitudes demeurent sur la capacité de ce site à accueillir l'ensemble des déchets prévus dans l'inventaire de référence du centre de stockage FAVL et sur la date de disponibilité de ce centre de stockage. Des études complémentaires sont prévues dans le cadre du Plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs.

Déchets de Faible et Moyenne Activité à vie courte et de Très Faible Activité (FMA et TFA)

Les déchets FMA et TFA proviennent de l'exploitation des installations nucléaires (gants, filtres, résines, etc.) et de leur déconstruction (béton, ferrailles, calorifuges, tuyauteries, etc.). Ils sont stockés en surface dans les centres de stockage de Soullaines et Morvilliers dans l'Aube gérés par l'ANDRA.

Dans un objectif de réduction des volumes, une part des déchets est traitée préalablement par fusion ou incinération dans l'usine CentraCo de SOCODEI, filiale d'EDF. En 2016, suite au rachat des actifs anglais et suédois de la société de traitement de déchets de Studsvik, la *holding* « Cyclife » a été créée afin de regrouper l'ensemble des actifs récemment acquis et asseoir le développement des activités du Groupe en interne et externe en matière de traitement des déchets. Septembre 2017 marque le rattachement de SOCODEI à Cyclife holding.

Prise en compte des charges futures concernant la gestion des combustibles usés et la gestion à long terme des déchets radioactifs

EDF constitue chaque année des provisions pour l'aval du cycle du combustible nucléaire en France (voir note 29 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017 en section 6.1).

1.4.1.1.5 Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France

L'ambition industrielle d'EDF quant à la préparation de l'avenir du parc nucléaire s'appuie notamment sur les axes stratégiques suivants :

- la mise en place des conditions techniques permettant la poursuite du fonctionnement des centrales nucléaires en exploitation après 40 ans. Au premier semestre 2016, toutes les conditions techniques, économiques et de gouvernance nécessaires permettant de mettre en adéquation la durée d'amortissement des centrales 900 MW du parc nucléaire France avec la stratégie industrielle du Groupe étaient réunies ; le Conseil d'administration d'EDF a donc approuvé le 28 juillet 2016 l'allongement de 40 ans à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales du palier REP 900 MW en France (hors Fessenheim) à partir du 1^{er} janvier 2016, sans préjuger des décisions d'autorisation de poursuite d'exploitation qui seront données tranche par tranche par l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) après chaque visite décennale ;
- la poursuite de l'amélioration de leur sûreté, en premier lieu par l'intégration des leçons tirées de l'accident de Fukushima au Japon ;
- la mise en œuvre d'une politique préventive vis-à-vis du vieillissement des équipements ou de leur obsolescence.

Poursuite du fonctionnement des tranches en exploitation significativement après 40 ans

Évaluations complémentaires de sûreté (ECS) consécutives à l'accident de Fukushima

Le 15 septembre 2011 et suite à l'accident de la centrale nucléaire de Fukushima au Japon, EDF a remis à l'ASN sur sa demande un rapport d'évaluations complémentaires de sûreté (ECS) pour chacun de ses 19 sites de production nucléaire, englobant les réacteurs en exploitation et ceux en construction.

Ces évaluations ont consisté à réinterroger les défenses des centrales existantes et en construction à la lumière des événements qui ont eu lieu au Japon, en prenant en compte des thèmes prédéfinis dans le cahier des charges fixé par les autorités de

sûreté. Ainsi, les marges de sûreté ont été réévaluées face aux risques de séisme et d'inondation, face à des situations de perte simultanée de la source de refroidissement et des alimentations électriques, face aux conséquences d'accidents graves. Ces évaluations ont également amené à rechercher si certaines modifications des scénarios envisagés, au-delà des situations prises en compte pour dimensionner les systèmes de protection, conduiraient à fortement aggraver les conséquences en termes de sûreté (« effets falaise ») et enfin à prendre en compte de façon déterministe des situations extrêmes qui dépasseraient sensiblement celles retenues lors de la conception des installations nucléaires et des réexamens de sûreté successifs. La sûreté du parc nucléaire d'EDF repose en effet sur un principe d'amélioration continue : les installations existantes, comme les nouvelles, bénéficient ainsi en permanence du retour d'expérience de toutes les centrales, et tirent les enseignements des incidents et accidents qui peuvent survenir dans le monde.

Enfin, les ECS ont aussi réinterrogé les règles appliquées dans le domaine de la sous-traitance.

Ces analyses ont confirmé en premier lieu le bon niveau de sûreté de l'ensemble du parc nucléaire d'EDF, notamment du fait des réexamens de sûreté périodiques, pratiqués en France depuis la fin des années 1980 et consacrés par la loi relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire (dite loi TSN) de juin 2006, codifiée depuis dans le Code de l'environnement. EDF a également proposé des mesures complémentaires à l'ASN, allant au-delà de celles considérées pour dimensionner les systèmes de sûreté afin d'élever encore le niveau de sûreté actuel des centrales.

Dans son avis au gouvernement publié le 3 janvier 2012, l'ASN précise, sur la base des analyses de son appui technique, qu'« à l'issue des évaluations complémentaires de sûreté des installations nucléaires prioritaires, l'ASN considère que les installations examinées présentent un niveau de sûreté suffisant pour qu'elle ne demande l'arrêt immédiat d'aucune d'entre elles ». Dans le même temps, l'ASN considère que « la poursuite de leur exploitation nécessite d'augmenter dans les meilleurs délais, au-delà des marges de sûreté dont elles disposent déjà, leur robustesse face à des situations extrêmes ».

L'ASN a également prescrit le concept de « noyau dur » et la mise en œuvre de la FARN (voir section 1.4.1.1.3 « Environnement, sûreté nucléaire, radioprotection »). Le « noyau dur » sera constitué de structures, systèmes et composants de la centrale, robustes à des situations étudiées dans le cadre des ECS. Le 26 juin 2012, l'ASN a pris 19 décisions imposant à EDF plus de 600 prescriptions techniques, qui traduisent en exigences réglementaires le plan d'actions post-Fukushima. Ces prescriptions techniques prévoient que tous les sites nucléaires devront disposer d'une organisation et de locaux de crise résistants à la survenue d'un événement de grande ampleur touchant plusieurs installations. Pour les centrales d'EDF, le « noyau dur » prescrit devra notamment comprendre pour chaque tranche des moyens électriques « bunkerisés » qui doivent être en place sur l'ensemble du parc avant fin 2018. En attendant, un groupe diesel de secours provisoire a été installé sur chacune des 58 tranches dès 2013. La définition complète du « noyau dur » a fait l'objet en janvier 2014 de prescriptions techniques réglementaires de la part de l'ASN.

Durée de fonctionnement du parc REP d'EDF

Les dispositions du Code de l'environnement ne fixent pas de durée limite d'exploitation a priori, mais imposent, tous les dix ans, d'apprécier la situation de l'installation au regard des règles qui lui sont applicables et d'actualiser l'appréciation des risques ou inconvénients que l'installation présente pour les intérêts protégés, en tenant compte notamment de l'état de l'installation, de l'expérience acquise au cours de l'exploitation, de l'évolution des connaissances et des règles applicables aux installations similaires (« référentiel de sûreté »).

Dans le cadre des études associées aux troisièmes visites décennales du palier 900 MW, l'ASN avait publiquement indiqué début juillet 2009 qu'elle n'avait pas identifié de problème générique mettant en cause la capacité d'EDF à maîtriser la sûreté de ses réacteurs de 900 MW jusqu'à 40 ans. Cette position générique de l'ASN est complétée par des décisions réacteur par réacteur.

La stratégie industrielle d'EDF est d'exploiter le parc après 40 ans, dans des conditions optimales de sûreté et de performance, compte tenu notamment de l'investissement important, réalisé d'une part lors des troisièmes visites décennales, et d'autre part au titre des améliorations post-Fukushima, mais également des besoins énergétiques de la France. Cet objectif s'inscrit pleinement dans la tendance observée au plan international pour les centrales de technologie analogue. À cette fin, EDF a engagé des plans d'actions industriels et de R&D. Des actions sont engagées pour renouveler les gros composants qui peuvent l'être (voir

section 1.4.1.1.2 « Exploitation du parc nucléaire et performances techniques ») et des solutions sont étudiées pour démontrer la capacité des équipements non remplaçables, à savoir les enceintes de confinement et les cuves des réacteurs, à assurer leur fonction jusqu'à 60 ans.

S'agissant des améliorations de la sûreté à réaliser pour étendre la durée de fonctionnement des tranches concernées au-delà de 40 ans, l'ASN a indiqué qu'elle émettrait à la suite du Groupe Permanent d'Experts d'avril 2015 une première position sur les grandes orientations du réexamen de sûreté associé aux quatrièmes visites décennales des réacteurs 900 MW, et prévoyait initialement de rendre en 2018-2019 une position définitive sur la phase « générique » de ce réexamen, l'autorisation finale de fonctionnement après 40 ans étant prise réacteur par réacteur. Le 20 avril 2016, l'ASN a adressé une lettre à EDF dans laquelle elle définit ses attentes pour permettre un éventuel prolongement de la durée de fonctionnement des réacteurs nucléaires français de 900 MW. Après examen du dossier dans lequel EDF présente sa démarche et sa méthodologie pour prolonger l'utilisation des 34 réacteurs concernés après 40 ans, l'ASN considère que les thèmes retenus par EDF dans son programme correspondent aux enjeux de sûreté et n'appellent pas de remarques de sa part dans leur principe. Elle demande toutefois à EDF de compléter son programme sur plusieurs aspects, notamment sur le périmètre des programmes de contrôle et les objectifs d'amélioration des études.

À l'occasion d'une audition par la commission développement durable de l'Assemblée nationale, le 8 novembre 2017, le Président de l'ASN a confirmé que l'avis générique serait rendu en 2020 (au lieu de 2019) et que les prescriptions opposables et applicables à EDF seront quant à elles remises en 2021 par l'ASN.

La poursuite de l'exploitation du parc nucléaire actuel permettrait, dans le respect de la priorité absolue que constitue la sûreté nucléaire et dans le cadre de la programmation pluriannuelle de l'énergie (voir section 1.4.1.1.2 « Exploitation du parc nucléaire et performances techniques »), de faire le meilleur usage du patrimoine industriel qu'il constitue, et de lisser dans le temps les mises en services de centrales neuves.

L'allongement de la durée d'amortissement de 40 ans à 50 ans des centrales du palier REP 900 MW hors Fessenheim au 1^{er} janvier 2016, enregistrée en juin 2016 une fois que toutes les conditions techniques, économiques et de gouvernance nécessaires permettant de mettre en adéquation la durée d'amortissement du parc nucléaire France avec la stratégie industrielle du Groupe étaient réunies, s'inscrit dans le cadre de la stratégie industrielle du Groupe de prolonger après 40 ans la durée d'exploitation du parc en France. Elle s'appuie sur la capacité technique des installations du parc REP 900 MW à fonctionner 50 ans au moins, confortée par les benchmarks internationaux, ainsi que sur les investissements progressivement engagés dans le cadre du programme « Grand carénage ». Ces investissements permettront au palier REP 900 MW d'atteindre un niveau de sûreté aussi proche que possible de celui de l'EPR et parmi les plus élevés au plan international à l'issue de leur quatrième visite décennale (VD4). Le contenu des VD4 est en phase de convergence progressive sur les thèmes retenus et les engagements pris par l'entreprise, comme l'indique la réponse de l'ASN au dossier d'orientation du réexamen adressé à EDF en avril 2016. L'ASN prévoit de donner un avis générique en 2020. EDF prend également en compte les demandes complémentaires de l'ASN en termes d'études, de contrôles et de travaux.

Par ailleurs, la prolongation de la durée d'exploitation des tranches 900 MW est compatible avec les objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie mise en consultation le 30 juin 2016 et adoptée par décret publié au Journal officiel le 27 octobre 2016.

Les impacts comptables de cette décision sont explicités dans la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2017 », note 3.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017.

La durée d'amortissement des autres paliers du parc nucléaire France (1 300 MW et 1 450 MW), qui sont plus récents, est, à ce stade, maintenue à 40 ans, les conditions pour un allongement n'étant pas réunies. L'allongement ultérieur des réacteurs des paliers les plus récents du parc nucléaire français est au cœur de la stratégie industrielle du Groupe.

À fin 2017, 30 des 34 tranches de 900 MW ont passé leur troisième visite décennale et une tranche 900 (Cruas 2) sera à l'arrêt pour réalisation de sa troisième visite décennale. Pour 11 d'entre elles (Fessenheim 1 et 2, Bugey 2, 4 et 5, Tricastin 1, 2 et 3 et Dampierre 1 et 2, Gravelines 1), le processus d'échanges avec l'ASN est terminé (les avis et prescriptions de l'ASN ont été reçus). Pour l'ensemble des réacteurs, EDF a réalisé ou réalisera les travaux requis par l'ASN au titre de ces prescriptions

1.4.1.1.6 La déconstruction des centrales nucléaires

EDF assume la responsabilité réglementaire, financière et technique de la déconstruction de ses centrales, l'enjeu étant de démontrer, au travers du processus de déconstruction, sa maîtrise de l'ensemble du cycle de vie des moyens de production nucléaire.

Le scénario de référence adopté par EDF depuis 2001 est une déconstruction sans période d'attente, en cohérence avec la réglementation française qui prévoit une déconstruction « dans un délai aussi court que possible dans les conditions économiquement acceptables et dans le respect des principes énoncés à l'article L. 1333-2 du Code de la santé publique et au II de l'article L. 110-1 du présent code » (voir article L. 593-25 du Code de l'environnement).

Le processus réglementaire de la déconstruction est encadré par le Code de l'environnement et le décret no 2007-1557 du 2 novembre 2007 (voir section 1.5.6.2.2 « Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base »). Pour un site donné, il se caractérise par :

- une déclaration d'arrêt au moins deux ans avant la date d'arrêt envisagée ;
- une demande de démantèlement conduisant, après instruction par les autorités et enquête publique, à un décret d'autorisation, permettant la déconstruction ;
- des points d'étape clés avec l'ASN, intégrés dans un référentiel de sûreté propre aux opérations de démantèlement ;
- enfin, une fois les opérations terminées, le « déclassement » de l'installation la faisant sortir du régime juridique des installations nucléaires de base.

La déconstruction des centrales à l'arrêt définitif

Concernant les centrales à l'arrêt définitif (un réacteur à eau pressurisée (REP), Chooz A ; un réacteur à eau lourde (REL), Brennilis ; un réacteur à neutrons rapides (RNR), Creys-Malville ; et six réacteurs de la filière Uranium Naturel - Graphite - Gaz (UNGG) à Bugey, Saint-Laurent et Chinon), le choix effectué par EDF est de les déconstruire intégralement dans le délai aussi court que possible en respectant les principes des Codes de la santé publique et de l'environnement et en s'assurant de la maîtrise des risques techniques associés à ces activités.

Le séquençage du démantèlement des réacteurs UNGG a été profondément revu fin 2015 pour tenir compte des résultats des études d'avant-projet menées sur la période 2013-2015, qui montrent un allongement significatif des opérations relatives au démantèlement du caisson (environ 25 ans au lieu d'une dizaine initialement prévue) et la nécessité de rendre moins risquée cette opération en réalisant le démantèlement complet d'une tête de série avant le démantèlement complet des cinq autres tranches. La nouvelle stratégie de démantèlement a été présentée au collège des commissaires de l'ASN respectivement en mars 2016 et juin 2017. À la demande de l'ASN, une revue d'experts indépendants a été missionnée pour évaluer la robustesse du programme proposé, les principaux choix retenus n'ont pas été remis en cause. La mise à jour du scénario industriel du démantèlement des centrales de première génération, en particulier celui relatif aux UNGG, avait conduit à augmenter la provision de 590 millions d'euros au 31 décembre 2015 (voir note 29.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2015).

Ces sites demeurant la propriété d'EDF, ils restent placés sous sa responsabilité et sa surveillance.

Dans le cadre de son rôle d'exploitant responsable, EDF assure la maîtrise d'ouvrage de la déconstruction.

La déconstruction des neuf centrales nucléaires d'EDF mises à l'arrêt définitif (programme « première génération ») produira environ un million de tonnes de déchets primaires, dont 80 % de déchets non radioactifs, et aucun déchet de Haute Activité. Les 20 % restants correspondent à des déchets de Très Faible à Moyenne Activité, dont environ 2 % de déchets à vie longue nécessitant la mise à disposition d'un centre de stockage FAVL et MAVL (projet de centre industriel de stockage géologique - Cigéo).

Les filières existantes pour l'évacuation des déchets à vie courte TFA et FMA seront complétées par :

- le projet d'Installation de Conditionnement et d'Entreposage des Déchets Activés (ICEDA) en fin de construction sur le site de Bugey. L'exploitation industrielle est prévue à partir de 2019 ;
- le centre de stockage des déchets FAVL qui est inscrit dans la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et des déchets radioactifs. Une première recherche de sites lancée par l'ANDRA en 2008 n'ayant pas abouti, après remise d'un rapport à l'État fin 2012, l'ANDRA a repris la recherche en

2013 et a transmis en juillet 2015 un dossier concernant la faisabilité d'un centre de stockage sur un site situé dans la région de Soulaines (voir section 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »). Par ailleurs, le nouveau calendrier de déconstruction des centrales UNGG prévoit la construction d'un entreposage pour les chemises FAVL des silos de Saint-Laurent dans l'attente de la disponibilité d'un exutoire définitif.

Le processus de déconstruction des centrales de Chooz A et Creys-Malville se poursuit, avec en particulier la mise en eau de la piscine réacteur de Chooz et les premières découpes sous eau des éléments internes de la cuve conformément au planning, ainsi que la mise en eau de la cuve de Creys-Malville. Chooz A est un réacteur à eau pressurisée, d'une technologie analogue aux 58 tranches en exploitation mais de conception plus ancienne. Il a été mis en service en 1967 et a fonctionné jusqu'en 1991 (date d'arrêt définitif de production). La situation du réacteur, dans une caverne rocheuse à flanc de colline, crée des conditions d'accès et d'entrée et sortie des matériels plus difficiles que celles du reste du parc REP existant. Après le choix par EDF d'opter dès 2001 pour une stratégie de démantèlement dans un délai aussi court que possible (c'est-à-dire sans période d'attente intensionnelle pour décroissance radioactive) et l'obtention du décret de démantèlement complet en 2007, la déconstruction a été engagée et devrait être achevée en 2022, soit 15 ans après son autorisation. C'est cette durée qu'EDF retient de manière prudente pour le démantèlement des Réacteurs à Eau sous Pression.

Concernant Brennilis, en application d'une convention ⁽¹⁾ de 2008 avec le CEA, EDF est devenu entièrement responsable de la déconstruction de cette installation. La réalisation des travaux de déconstruction inclus dans le périmètre du décret initial est en cours, avec notamment la fin de la démolition du radier de la station de traitement des effluents. En revanche, les travaux définitifs de démantèlement complet doivent être couverts par un décret complémentaire pour lequel EDF a déposé une demande le 29 décembre 2011. Conformément à l'avis que l'ASN avait exprimé, la Mission de la Sécurité Nucléaire et de la Radioprotection a signifié à EDF en décembre 2012 que la demande d'autorisation de démantèlement complet de Brennilis ne pouvait être instruite en l'état en raison de l'annulation du permis de construire de l'ICEDA (voir section 2.4.1 « Procédures concernant EDF »). L'arrêt de la Cour administrative d'appel de Lyon du 4 décembre 2014, en restaurant la validité du permis de construire de l'ICEDA, a conduit EDF à relancer l'étude d'un dossier de démantèlement complet de Brennilis en tenant compte de l'évolution de la réglementation depuis l'élaboration du précédent dossier, en particulier la mise en application de l'arrêté INB.

Concernant les six réacteurs de la filière UNGG, la mise à jour du programme de démantèlement de ces derniers conduit désormais au séquençement suivant :

- mise en œuvre d'une période de « dérisquage » avant le démantèlement sous air du premier caisson pour traiter les risques identifiés lors des études (caractérisations complémentaires, tests outillage sur maquette) ;
- réalisation du démantèlement d'une tête de série en air, puis réalisation d'un retour d'expérience complet avant d'engager le démantèlement des autres UNGG de manière industrielle ;
- pour les autres caissons, des travaux de mise en configuration sécurisée après démantèlement électromécanique et démantèlement des bâtiments et structures périphériques (nefs piles, hall piscine etc.) seront réalisés, pour certaines de manière anticipée par rapport au scénario précédent.

Ce nouveau scénario a conduit à envisager une première sortie du graphite du premier réacteur UNGG à l'horizon 2044 et repousse le besoin d'un exutoire pour les autres déchets de graphite au-delà de 2070.

Suite à une première audition du collège des commissaires de l'ASN en mars 2016, l'ASN a proposé dans sa lettre de suite en date du 29 juillet 2016 un processus d'échanges autour de ce dossier. À sa demande, une revue d'experts indépendants a été mandatée au premier trimestre 2017 pour analyser les solutions retenues par EDF pour la déconstruction de ses 6 réacteurs UNGG ; ses choix n'ont pas été remis en cause. Une nouvelle audition du collège des commissaires de l'ASN a eu lieu en juin 2017 sur la base de ces conclusions et d'un dossier de justification remis par EDF en mars. Elle a abouti à la proposition d'une nouvelle audition en, après la remise par EDF d'un nouveau dossier présentant un calendrier détaillé des opérations qui seront menées dans les 15 années à venir, ainsi que le résultat des nombreuses études menées sur la tenue des structures des réacteurs dans la durée.

Le dossier de stratégie, celui d'options de sûreté sur la mise en configuration sécurisée ainsi que le calendrier détaillé des opérations 2017-2032 a été transmis fin décembre 2017. Pour rappel, la mise à jour du scénario industriel de démantèlement des centrales de première génération (en particulier celui relatif aux UNGG ci-dessus) ainsi que la modification du planning de démantèlement des réacteurs UNGG ont eu lieu en 2015.

Projet de fermeture de la centrale de Fessenheim

L'article L. 311-5-5 du Code de l'énergie introduit par la loi de transition énergétique pour la croissance verte plafonne à 63,2 GW la puissance nucléaire installée en France. La mise en service de l'EPR de Flamanville ne pourra donc pas intervenir avant la fermeture des deux réacteurs de Fessenheim, pour respecter ce plafond.

La fermeture anticipée de la centrale de Fessenheim ouvre pour EDF un droit à indemnisation, comme l'a rappelé le Conseil constitutionnel dans sa décision du 13 août 2015, à l'occasion de l'examen de la constitutionnalité de la loi de transition énergétique pour la croissance verte du 17 août 2015.

Des discussions entre EDF et l'État ont permis d'aboutir à un projet de protocole définissant les principes d'indemnisation qui a été approuvé par la Commission européenne au titre des aides d'État.

Le Conseil d'administration d'EDF, réuni le 6 avril 2017, a pris acte de la fermeture irréversible et inéluctable de Fessenheim sous réserve :

- que l'abrogation de l'autorisation d'exploiter la centrale de Fessenheim ne prenne effet qu'à la date de mise en service de l'EPR de Flamanville 3 ;
- que la fermeture de la centrale de Fessenheim soit nécessaire au respect du plafond légal de 63,2 GW, tant à la date de la demande d'abrogation qu'à la date de mise en service de l'EPR de Flamanville 3.

En application de la loi, le Conseil a donné instruction au Président-Directeur Général d'adresser, dans les six mois précédant la mise en service de l'EPR de Flamanville 3, cette demande d'abrogation dans les conditions ci-dessus. Il a également autorisé le Président à signer le protocole d'indemnisation négocié avec l'État et approuvé par la Commission européenne, au plus tard à la date à laquelle cette demande sera adressée.

Cette décision du Conseil, prise dans le plein respect de la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, garantit l'intérêt social d'EDF et permet à l'entreprise de poursuivre ses missions au service de ses clients en toutes circonstances.

Le protocole prévoit, au bénéfice d'EDF, l'indemnisation suivante :

- une part fixe initiale couvrant l'anticipation des coûts à engager après l'exploitation (dépenses de reconversion du personnel, de démantèlement, de taxe Installation Nucléaire de Base (INB) et de « post-exploitation »). Cette part fixe est estimée à ce jour à environ 490 millions d'euros avec une prévision de versement de 20 % en 2019 et 80 % en 2021 ;
- une part additionnelle variable donnant lieu le cas échéant à des versements ultérieurs, reflétant le manque à gagner pour EDF jusqu'en 2041. Celui-ci sera déterminé en fonction des prix de marché et de la production du palier 900 MW d'EDF, hors Fessenheim, tels que constatés sur cette période. EnBW, partenaire d'EDF dans la centrale, pourra à certaines conditions, recevoir une quote-part de l'indemnisation du manque à gagner en fonction de ses droits contractuels sur la capacité de production de la centrale. CNP, société suisse Centrales Nucléaires en Participations SA a, quant à elle, décidé de mettre fin au contrat de partenariat. EDF ayant pris acte de cette décision, le contrat de partenariat entre EDF et CNP a pris fin le 31 décembre 2017. Le paiement de cette part additionnelle variable sera effectué le cas échéant au plus tard en 2041, EDF pouvant bénéficier de versements intermédiaires entre 2021 et 2041 à sa demande ou à l'initiative de l'État ;
- la loi n° 2016-1918 du 29 décembre 2016 de finances rectificative pour 2016 a par ailleurs ouvert un compte spécifique en vue de financer le protocole d'indemnisation entre l'État et EDF relatif à la fermeture anticipée de la centrale nucléaire de Fessenheim.

En conséquence, la production nucléaire du Groupe en 2019 tiendra compte de la fermeture de Fessenheim.

(1) Par cette convention, le CEA est devenu entièrement responsable de la déconstruction de l'installation de Phénix.

Les coûts de déconstruction

Centrales nucléaires EDF

Depuis le début de l'exploitation de ses centrales, EDF constitue des provisions pour couvrir les travaux de déconstruction, l'ingénierie, la surveillance et la maintenance des installations ainsi que la sécurité des sites (voir section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2017 », notes 29.1.3 et 29.1.5 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017). L'état final visé est celui d'un usage industriel : les sites seront remis en état et les terrains pourront être réutilisés pour un usage industriel.

EDF continue à conforter ses analyses par une intercomparaison internationale en prenant soin de prendre en compte un certain nombre d'éléments pouvant fausser des comparaisons directes, comme notamment les différences de périmètres des devis ou les contextes nationaux et réglementaires.

Une révision du devis de démantèlement des centrales de 2^e génération (GEN2, centrales REP en exploitation) a été réalisée en 2016, afin de prendre en compte d'une part les recommandations de l'audit commandité par la DGEC (Direction Générale de l'Energie et du Climat) sur les coûts du démantèlement des Réacteurs à Eau Pressurisée (REP), menée sur la période de juillet 2014 à août 2015 sur la base du modèle « DA09 », et d'autre part le retour d'expérience des opérations de démantèlement des centrales de 1^{re} génération (GEN1, en particulier la centrale de Chooz A).

Le travail de révision de ce devis a consisté en la mise en œuvre d'une démarche analytique détaillée, identifiant l'ensemble des coûts d'ingénierie, de travaux, d'exploitation et de traitement des déchets liés au démantèlement futur des réacteurs en cours de fonctionnement. Il permet d'aboutir à un chiffrage reposant sur des chroniques détaillées de démantèlement des centrales. La démarche adoptée a permis d'approfondir l'évaluation des coûts propres aux têtes de série ainsi que les effets de série et de mutualisation, ces coûts et effets étant en effet inhérents à la taille et à la configuration du parc. Les impacts financiers sont décrits dans la note 29.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2017.

La nature des principaux effets de mutualisation et de série retenus dans les chiffrages du devis sont explicités ci-dessous.

Les effets de mutualisation sont de différente nature :

- certains sont liés au partage de bâtiments et d'équipements communs entre plusieurs réacteurs sur un même site, qu'il n'y a donc pas à démonter deux fois. Ainsi, structurellement, le démantèlement d'une paire de réacteurs sur un même site coûte moins cher que le démantèlement de deux réacteurs isolés sur deux sites différents. En France, à la différence des autres pays, il n'y a pas de réacteurs isolés mais des sites avec 2, 4 et dans un cas 6 réacteurs ;
- certains coûts ne sont pas accrus si l'on démantèle 2 ou 4 réacteurs sur un même site. C'est le cas généralement des coûts de surveillance et de maintien du site en conditions opérationnelles sûres ;
- le traitement des déchets dans des installations centralisées (par exemple pour la découpe des grands composants) est moins onéreux que la multiplication des installations de traitement sur les chantiers de démantèlement.

Les effets de série sont quant à eux essentiellement de deux natures différentes :

- un premier effet provient du fait que sur un parc de même technologie, une large part des études ne doit pas être refaite à chaque fois ;
- un second effet provient du fait que, sur un parc de même technologie, les robots et les outillages peuvent être très largement réutilisés d'un chantier à l'autre.

De tels effets de série sont de même nature que ceux observés lors de la construction du parc, que ce soit en termes d'études ou d'usines de fabrication de composants.

Par exemple, sur le palier 900 MW, entre la tête de série 2 tranches et un réacteur moyen 2 tranches, un effet de série de l'ordre de 20 % est attendu.

Les effets de série et de mutualisation notamment permettent d'expliquer pourquoi une simple comparaison des coûts moyens de démantèlement par réacteur entre le parc français et les parcs nucléaires d'autres pays n'est pas pertinente.

A contrario, les chiffrages n'intègrent que de façon très marginale l'évolution de la productivité et l'effet d'apprentissage. L'audit externe mandaté par la DGEC sur le coût de démantèlement du parc en exploitation avait à cet égard considéré que l'effet d'apprentissage pris en compte dans le devis était prudent.

Le devis intègre également, par prudence, une évaluation des risques et incertitudes.

Installations de tiers : La Hague (AREVA-Orano) et Phénix (CEA)

La responsabilité de la déconstruction des installations incombant à leur exploitant, EDF a souhaité se désengager financièrement de ces opérations.

Dans ce cadre, des accords conclus avec AREVA-Orano en juillet 2010 et avec le CEA fin 2008 ont permis de clarifier les responsabilités financières des parties. À la suite du versement de soultes, EDF est libéré de toute obligation au titre de sa contribution au financement des opérations de déconstruction des installations de Phénix, aujourd'hui à l'arrêt, et de La Hague.

1.4.1.1.7 Les actifs constitués pour la couverture des engagements nucléaires de long terme (hors cycle d'exploitation)

Des actifs dédiés ont été progressivement constitués depuis 1999 pour couvrir les engagements nucléaires de long terme (voir section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2017 », note 47.2 « Composition et évaluation des actifs dédiés » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017). L'article L. 594 du Code de l'environnement et ses textes d'application ont défini les provisions qui ne relèvent pas du cycle d'exploitation et qui doivent par conséquent être couvertes par des actifs dédiés (voir section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2017 », note 47.5 « Coût actualisé des obligations nucléaires de long terme » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017).

1.4.1.2 Projets « Nouveau Nucléaire »

Voir aussi la section 2.1.5 « Risques spécifiques liés aux activités nucléaires du Groupe - La construction des EPR pourrait rencontrer des difficultés dans le calendrier de réalisation ou dans le respect de l'enveloppe budgétaire, ou ne pas aboutir ».

1.4.1.2.1 Organisation

La Direction Ingénierie et Projets Nouveau Nucléaire (DIPNN) a ajusté son organisation au cours du 2^e semestre 2017 pour rendre plus lisible son offre d'ingénierie.

La DIPNN se structure aujourd'hui autour de trois directions de projet (Flamanville 3, EPR 2, Ingénierie Hinkley Point C), d'un centre d'ingénierie (CNEPE), d'une société d'ingénierie (Edvance) et quatre directions opérationnelles (Direction du Développement, Direction Industrielle, Direction Support aux projets et Transformation numérique, Direction Technique). Les activités d'ingénierie relatives aux îlots nucléaires neufs sont réalisées par Edvance, filiale d'EDF et de Framatome, supervisée par la DIPNN. Ces entités assurent pour le Groupe et pour ses partenaires des prestations d'expertise, d'ingénierie d'assistance à maîtrise d'ouvrage et d'ingénierie de maîtrise d'œuvre dans le domaine de l'énergie nucléaire.

Le projet de transformation de la DIPNN s'ouvre encore davantage aux partenaires industriels et accélère dans le domaine de la digitalisation, avec l'ouverture d'un second cycle de transformation, dans la continuité du premier cycle.

1.4.1.2.2 État d'avancement du projet EPR de Flamanville

EDF SA assure pour compte propre la maîtrise d'ouvrage et la maîtrise d'œuvre du projet EPR (European Pressurized water Reactor) de Flamanville 3, en s'appuyant sur ses compétences internes d'ingénierie.

Calendrier de mise en service et budget

Le calendrier annoncé en septembre 2015, ainsi que les dates intermédiaires annoncées en octobre 2017 ont été tenus à date.

Rappel des prochains jalons :

- essais dits « à chaud » : objectif juillet 2018. Ces essais consisteront à tester les matériels dans des conditions de température et de pression (300 degrés – 150 bars) similaires aux conditions d'exploitation ;
- chargement du combustible : objectif fin du 4^e trimestre 2018, puis démarrage du réacteur.

Le couplage au réseau de l'EPR de Flamanville 3 est ensuite planifié pour le 2^e trimestre 2019, et la production à 100 % de la puissance nominale, après une phase de montée progressive, pour le 4^e trimestre 2019.

Compte tenu des mesures prises par l'équipe projet, l'objectif du coût de construction est maintenu dans l'enveloppe de 10,5 milliards d'euros ⁽¹⁾ hors intérêts intercalaires.

Ce budget et ce calendrier tendus intègrent un calendrier d'autorisations administratives de l'ASN décrit ci-dessous.

Interfaces avec l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN)

L'instruction du dossier de Demande de Mise En Service déposé en mars 2015 se poursuit avec l'ASN. La tenue de trois groupes permanents d'experts mandatés par l'ASN a permis de converger sur les requis techniques que l'EPR doit satisfaire. À fin 2017, 94 % du dossier de demande de mise en service a été instruit. Un groupe permanent d'expert devrait se tenir à la fin du 1^{er} semestre 2018 pour se prononcer sur l'autorisation de mise en service de l'installation.

Les demandes d'autorisation de mise en service partielle visant à autoriser les essais à chaud et la réception du combustible sur site sont également en cours d'instruction par l'ASN.

Par ailleurs, EDF a obtenu en mars 2017 un nouveau délai de mise en service de Flamanville 3 désormais fixé à avril 2020. Ce délai, fixé dans le décret d'autorisation de création du 10 avril 2007, était initialement de 10 ans.

Fabrication et qualité des équipements

À fin 2017, la quasi-totalité des équipements de la partie nucléaire comme de l'îlot conventionnel a été livrée et installée sur site. Par ailleurs, la situation sur la qualité des équipements du circuit primaire fabriqués par AREVA NP - Framatome a évolué comme suit.

Le dossier concernant des teneurs en carbone plus élevées qu'attendu dans les calottes de fond de cuve et de couvercle a été instruit par l'ASN au 1^{er} semestre 2017 sur la base d'un dossier produit par AREVA NP, sous la surveillance d'EDF. Ce dossier, s'appuyant sur plus de 1 600 essais et mesures avait été transmis fin 2016 à l'ASN. Sur la base de l'avis d'un groupe d'experts mandaté par l'ASN, cette dernière (avis du 11 octobre 2017) considère que les caractéristiques mécaniques du fond et du couvercle de la cuve sont suffisantes au regard des sollicitations auxquelles ces pièces sont soumises, y compris en cas d'accident.

Elle se prononcera à l'issue de l'épreuve hydraulique réglementaire du circuit primaire prévue à l'horizon de la fin du 1^{er} trimestre 2018 sur :

- la mise en service du fond de cuve moyennant la mise en œuvre de contrôles en service ;
- la mise en service du couvercle de cuve ; l'ASN limite cependant sa durée de vie à 2024 au motif que la faisabilité technique de contrôles comparables au fond de cuve n'est pas acquise à ce jour.

EDF a d'ores et déjà lancé un projet de développement de contrôles du couvercle répondant aux exigences de l'ASN, et se donne deux ans pour en étudier et en démontrer la faisabilité industrielle, pour ensuite revenir vers l'ASN et demander à instruire le maintien du couvercle actuel dans ce nouveau contexte.

La vérification des équipements de Flamanville 3 fabriqués dans l'usine du Creusot s'est achevée en 2017 :

- une situation concernant le positionnement dans le lingot de forge servant à la fabrication d'une virole pour un des générateurs de vapeur, a nécessité un programme d'essais fondé sur une pièce sacrificielle. Ce programme d'essais s'est déroulé début octobre 2017, sous la surveillance d'un organisme mandaté par l'ASN, et a donné des résultats jugés satisfaisants par AREVA NP, EDF et l'ASN ;
- pour les autres cas (95 fiches d'anomalie, lorsqu'une pièce n'est pas en conformité avec une exigence contractuelle ou réglementaire, et 16 fiches de non-conformité, lorsque le constat porte sur le non-respect d'une exigence interne au fabricant), le sujet est définitivement clos après qu'AREVA NP a produit une justification technique à l'aptitude au service de ces pièces, justifications validées par EDF, puis par des organismes indépendants mandatés par l'ASN.

Ce travail de justification s'est fait en parallèle des activités de montage et d'essais et n'a pas engendré de retard sur le planning global du projet.

Par ailleurs, EDF a déclaré le 30 novembre 2017 un événement significatif auprès de l'Autorité de sûreté nucléaire relatif à la détection d'un écart dans la qualité de réalisation des soudures du circuit qui évacue la vapeur des générateurs de vapeur vers la turbine de l'EPR de Flamanville 3.

Le circuit qui évacue la vapeur des générateurs de vapeur vers la turbine de l'EPR Flamanville 3 (lignes vapeur principales) a été conçu et fabriqué selon le principe dit d'« exclusion de rupture ». Cette démarche consiste en un renforcement des exigences de conception, de fabrication et de suivi en service. Ces renforcements, voulus par EDF, s'accompagnent d'une exigence dite de « haute qualité » dans la réalisation de ces circuits ⁽²⁾.

Or, ces exigences ont été appliquées au stade de la conception, mais n'ont pas été correctement prescrites aux fournisseurs. En conséquence, les soudures des lignes de vapeur principales n'ont pas été réalisées conformément à cette exigence de haute qualité, ce qui a conduit EDF à déclarer un événement significatif auprès de l'ASN. Ces tuyauteries sont toutefois conformes à la réglementation des équipements sous pression nucléaire.

A la suite de cette déclaration, l'ASN a écrit à EDF pour que débute l'instruction de cet écart. EDF confirme avoir déjà engagé les analyses, les essais mécaniques, dont les premiers résultats sont satisfaisants, et la rédaction des notes de synthèse nécessaires à l'instruction de cet écart par l'ASN. Enfin, EDF étudie les dispositions complémentaires qui pourraient être mises en œuvre pour compenser les écarts passés. L'ensemble de ces éléments sera transmis à l'ASN sous deux mois.

En parallèle, la réalisation sur site se poursuit conformément au planning, l'instruction de ce dossier par l'ASN pouvant néanmoins, au même titre que les autres validations attendues, affecter le calendrier.

(1) En euros 2015.

(2) Dès lors que ces exigences étaient posées, l'hypothèse de rupture des tuyauteries dans la démonstration de sûreté n'avait pas à être étudiée. La démonstration de sûreté justifie que les accidents sont physiquement impossibles ou extrêmement improbables, ou que les conséquences sont limitées dans des conditions économiques acceptables et avec un haut degré de confiance.

Avancement de la réalisation sur site

Le chantier est entré dans sa phase finale de réalisation. Au cours de l'année 2017, de nouvelles étapes ont été franchies :

- le chantier a atteint fin 2017 le seuil de 94 % d'avancement des montages électromécaniques. Les derniers pourcents d'avancement seront réalisés au cours du 1^{er} semestre 2018, l'enjeu étant désormais de lisser les finitions, en cohérence avec le déroulement des essais ;
- le chantier a franchi des jalons d'essais, conformément au planning annoncé en septembre 2015 et complété par des jalons intermédiaires annoncés en octobre 2017 :
 - les chasses en cuve, qui consistent en un rinçage dynamique du circuit primaire et qui marquent le début de la phase d'essais d'ensemble, ont été franchies. L'opération a débuté le 15 mars 2017 et s'est terminée le 2 août 2017 ;
 - les essais dits « à froid » qui consistent en de nombreuses opérations d'essais, dont le test de l'étanchéité du circuit primaire du réacteur à une pression de plus de 240 bars, supérieure à la pression de ce circuit lorsqu'il est en exploitation, ont également été franchis. Cette opération a débuté le 18 décembre 2017 et s'est terminée avec le test de l'étanchéité du circuit primaire le 6 janvier 2018.

Le projet se concentre désormais sur deux priorités : finitions et cadences d'essais. Les finitions des systèmes élémentaires consistent désormais à achever les dernières opérations de montage, de vérifications et d'essais unitaires afin de lancer la phase d'essais à chaud. Les finitions dans les bâtiments consistent à atteindre les standards d'une centrale en exploitation (peinture, calfeutrement, propreté) pour transférer leur responsabilité aux équipes qui exploiteront l'EPR.

Le second enjeu consiste à assurer une montée en cadence des essais pour réaliser en sécurité, en qualité et selon le planning, l'ensemble du programme d'ici au démarrage. Pour optimiser cette séquence d'essais d'ensemble, EDF s'appuie sur un projet novateur de numérisation des procédures et de gestion des données d'essais déployé début 2017 et maintenant pleinement opérationnel. Le projet s'appuie également sur des liens avec les autres projets d'EPR en construction dans le monde, en particulier en partageant les résultats d'essais et en participant à un programme de détachement croisé des chargés d'essais sur les autres sites.

1.4.1.2.3 Avancée des autres projets « Nouveau Nucléaire »

1.4.1.2.3.1 EPR d'Hinkley Point C

Les contrats définitifs concernant Hinkley Point C ont été signés le 29 septembre 2016, après la décision finale d'investissement autorisée par le Conseil d'administration d'EDF S.A. le 28 juillet 2016. Le projet HPC est détenu par EDF à 66,5 % et par CGN à 33,5 %.

EDF a également signé deux autres accords avec CGN relatifs aux études sur deux projets de construction nucléaire au Royaume-Uni : Sizewell C et Bradwell B.

La société de projet Nuclear New Build (NNB) assure la maîtrise d'ouvrage du projet.

Voir la section 1.4.5.1.2.5 « Division Nouveau Nucléaire ».

1.4.1.2.3.2 EPR de Taishan

EDF est actionnaire à hauteur de 30 % de TNPJVC (Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Limited), société qui a pour objet de construire et d'exploiter deux réacteurs nucléaires de technologie EPR à Taishan, dans la province chinoise du Guangdong. CGN est actionnaire à hauteur de 51 %, et Yudean à hauteur de 19 %.

En 2017, la tranche 1 a passé plusieurs jalons importants du planning de mise en service, tandis que la tranche 2 a vu les montages de masse se poursuivre. Le soutien technique d'EDF au projet Taishan s'est poursuivi tout en capitalisant le retour d'expérience de ces activités.

Pour la tranche 1, les principales réalisations en 2017 ont été les suivantes :

- janvier 2017 : fin des essais de basculement de sources (hors essais spécifiques réalisés lors des essais à chaud) ;
- de mars à août 2017 : réalisation de l'ensemble des essais nécessaires à la validation des essais à chaud ;
- avril 2017 : livraison du combustible sur site et réalisation avec succès du test d'étanchéité de l'enceinte externe avec l'appui de la DTG ;

- juillet 2017 : premier lancement turbine (vapeur non nucléaire) lors des essais à chaud ;
- octobre 2017 : début de mise en piscine de désactivation des assemblages combustibles ;
- au début de l'année 2018, l'enjeu concerne la délivrance de l'autorisation de chargement du combustible par l'autorité de sûreté chinoise.

Concernant la tranche 2, les essais d'étanchéité et la passivation de la piscine du bâtiment réacteur ont été réalisés en février 2017.

La dynamique du projet EPR de Taishan va se poursuivre en 2018, avec pour la tranche 1 la fin des essais de démarrage, et pour la tranche 2 la fin des montages début 2018 dans l'objectif de réaliser la totalité des essais d'ensemble avant la fin de l'année.

L'actionnaire majoritaire CGN a annoncé le 9 mars 2018 que la mise en service commerciale du 1^{er} réacteur n'était pas attendue avant la fin de 2018.

1.4.1.2.3.3 EPR Nouveau modèle

En 2017, les travaux menés par EDF et AREVA NP-Framatome sur le projet « EPR Nouveau Modèle » ont permis de finaliser la configuration technique qui a vocation à contribuer au renouvellement du parc nucléaire actuellement en exploitation en France et, à terme, à élargir l'offre de la filière nucléaire française à l'export.

Cette configuration technique « EPR2 » permet d'intégrer le retour d'expérience des chantiers EPR en cours, notamment dans les domaines de la constructibilité et de l'industrialisation du produit. Elle a été élaborée en cherchant à réduire le profil de risque de la première paire de tranche (risque FOAK « First Of A Kind »). Elle profitera également des échanges avec les autorités de sûreté dans le cadre de l'instruction du Dossier d'Options de Sûreté déposé auprès de l'ASN en 2017.

Elle confirme les enjeux de compétitivité du modèle à travers trois leviers :

- la prise en compte très en amont du développement du réacteur, des aspects industriels pour tirer le meilleur parti du tissu industriel de la filière nucléaire ;
- la transformation des méthodes et outils pour renforcer l'efficacité des équipes d'ingénierie et la maîtrise de la gestion de la configuration technique du réacteur au cours des différentes phases de son développement ;
- l'optimisation de certaines options techniques de l'EPR.

1.4.1.2.3.4 Création de la société Edvance

Conformément au protocole signé par EDF et AREVA SA le 30 juillet 2015, une société dédiée a été créée, détenue à hauteur de 80 % par EDF et de 20 % par AREVA NP (aujourd'hui Framatome), regroupant les activités d'EDF et Framatome dans le domaine des îlots nucléaires neufs, elle est destinée globalement à optimiser les activités de conception et de réalisation de projets d'îlots nucléaires et de contrôle commande des nouveaux projets en France et à l'international.

Edvance a pour ambitions de devenir une référence mondiale dans l'ingénierie nucléaire, de contribuer à améliorer la compétitivité de la filière nucléaire française, de sécuriser l'exécution des projets nouveau nucléaire en renforçant l'efficacité et la maîtrise de leur réalisation, de pérenniser les compétences critiques de la filière Nouveau Nucléaire et de soutenir le développement à l'international de la filière et le renouvellement du parc français.

À son démarrage opérationnel au 1^{er} juillet 2017, Edvance contribue à la conception du nouveau réacteur EPR 2 pour le renouvellement du parc français et contribuera en 2018 aux projets Flamanville 3 et HPC et aux offres à l'international.

La stratégie de développement d'Edvance est séquencée en deux phases principales : un accostage en 2018 des activités issues de certaines activités d'EDF (CNEN (Centre National d'Équipement Nucléaire), SEPTEN (Service Etudes et Projets Thermiques et Nucléaires), CEIDRE (Centre d'Expertise et d'Inspection dans les Domaines de la Réalisation et de l'Exploitation)), de Sofinel et de Framatome (avec mise à disposition des personnels) ainsi qu'un plan de transformation sur deux ans pour porter ses ambitions et construire une culture d'entreprise unique et propre à la Société.

1.4.1.2.4 SWITCH ou la transformation numérique de l'ingénierie nucléaire

Lancé en juillet 2017, ce programme de quatre années contribue à la stratégie CAP 2030, sur les volets maîtrise des projets nouveaux nucléaires en cours, prolongation du parc en exploitation, développement à l'international et transformation numérique. C'est un programme transverse, impliquant l'ensemble des acteurs de la filière d'EDF (ingénierie, Nouveau Nucléaire Britannique) et de Framatome.

Ce programme a pour ambition de faire prendre à l'ingénierie un véritable tournant à travers deux axes :

- transformer et simplifier les processus et méthodes pour mieux maîtriser la complexité des grands projets industriels tout au long de leur cycle de vie, à travers notamment la mise en œuvre des standards de l'Ingénierie Système ;
- digitaliser les processus selon une approche *data centric* sur la base d'un système d'information performant intégré, collaboratif et industriel, dans une logique d'entreprise étendue.

Dans ce cadre, un appel d'offres a été lancé fin 2017 afin de trouver un partenaire digital (éditeur et intégrateurs de système d'information) sur le périmètre des outils PLM (Plant Life Management) dès 2018 qui accompagnera cette transformation.

1.4.1.3 Framatome

Conformément au protocole d'accord non engageant signé entre EDF et AREVA SA le 30 juillet 2015 et actualisé le 28 juillet 2016, EDF a réalisé le 31 décembre 2017 l'acquisition d'une participation de 75,5 % du capital et des droits de vote de New NP, entité issue du groupe AREVA et regroupant les activités industrielles, de conception et de fourniture de réacteurs nucléaires et d'équipements, d'assemblages combustible et de services à la base installée.

La valorisation ajustée pour 100 % du capital de New NP est de 2,47 milliards d'euros sans reprise de dette financière, correspondant à un multiple d'EBITDA prévisionnel de 8x⁽¹⁾. Ce montant est susceptible d'être ajusté à la hausse comme à la baisse en fonction des comptes définitifs établis au 31 décembre 2017, date de réalisation de l'opération. Il pourra également faire l'objet, en fonction de l'atteinte de certains objectifs de performance mesurés postérieurement à la date de réalisation, d'un éventuel complément de prix d'un montant pouvant atteindre au maximum 245 millions d'euros.

Les contrats relatifs au projet d'EPR Olkiluoto 3 et les moyens nécessaires à l'achèvement du projet, ainsi que certains contrats relatifs à des pièces forgées dans l'usine du Creusot, resteront au sein d'AREVA NP, dans le périmètre d'AREVA SA.

Cette signature est intervenue suite à l'avis positif émis par l'ASN sur la mise en service de la cuve du réacteur EPR de Flamanville 3. Elle fait suite également à la réalisation et aux conclusions satisfaisantes des audits qualité réalisés dans les usines du Creusot, de Saint-Marcel et de Jeumont, s'agissant des contrats repris par Framatome. Pour ces contrats, EDF reste en tout état de cause garanti par AREVA SA des risques résiduels résultant de ces audits.

L'entrée au capital de New NP de Mitsubishi Heavy Industries LTD (MHI) et Assystem, respectivement à hauteur de 19,5 % et 5 %, est intervenue concomitamment à la réalisation effective de la transaction entre EDF et AREVA, le 31 décembre 2017.

New NP, renommée Framatome en janvier 2018

La gouvernance de Framatome, société par actions simplifiée, est composée d'un Directoire (dont les membres sont le Président Exécutif et le Directeur Général de Framatome) et d'un Conseil de surveillance (constitué au regard de l'actionnariat actuel de huit membres proposés par EDF dont le Président du Conseil de surveillance, trois membres représentant du personnel Framatome, deux membres indépendants, un membre désigné par MHI et un membre nommé par l'État français). Dans la limite et sous réserve des pouvoirs attribués aux associés, le Conseil de surveillance supervise la gestion opérationnelle de Framatome dont le Directoire a la responsabilité avec l'appui d'un Comité exécutif. Les décisions du Conseil de surveillance sont adoptées à la majorité simple des membres, à l'exception de certaines décisions requérant un vote favorable d'au moins un membre EDF, un membre MHI et un membre indépendant.

Activités de Framatome

Les activités du nouveau groupe Framatome sont principalement :

- des activités industrielles de conception, de fabrication et d'installation de composants de centrales nucléaires pour le parc existant comme dans le cadre de la gestion de grands projets de nouveaux réacteurs ;
- des activités de services, permettant d'améliorer la disponibilité et la compétitivité des installations nucléaires, tout en renforçant les conditions de sûreté des chaudières au travers notamment de la réalisation de systèmes d'instrumentation et de contrôle ;
- des activités de fabrication d'assemblages de combustible pour des clients électriciens ainsi qu'à certains réacteurs de recherche.

Ces activités sont exercées au travers de six *business units* implantées en France, en Allemagne et aux États-Unis :

- Direction Technique et Ingénierie : développement, conception, certification et *licensing* des chaudières et services associés ;
- Grands projets : gestion et exécution, depuis l'ingénierie jusqu'à la mise en service, des projets de nouvelles constructions de réacteurs nucléaires ;
- Services à la Base Installée : maintenance et services d'ingénierie pour les flottes nucléaires existantes et en construction ;
- Combustible : développement, conception, *licensing* et fabrication d'assemblages de combustibles et de composants pour les réacteurs REP, REB et les réacteurs de recherche, développement de produits en zirconium ;
- Composants : conception et fabrication des composants lourds et mobiles des centrales nucléaires ;
- Contrôle-Commande (I&C) : conception et fabrication des systèmes d'instrumentation et de contrôle pour la sûreté des chaudières en opération et des nouvelles constructions.

EDF était un client significatif de Framatome avant l'acquisition finalisée le 31 décembre 2017 et le restera après cette acquisition.

Le groupe EDF fait notamment appel à Framatome pour la fabrication de ses assemblages de combustible et pour des opérations de maintenance de centrales et d'achat d'équipements (fourniture et installation de générateurs de vapeur, etc.).

Framatome est également fournisseur d'EDF (chaudière et contrôle commande), de l'étude à la mise en service pour nouveaux réacteurs en construction : EPR de Flamanville 3 et d'Hinkley Point C.

1.4.1.4 Production thermique en France continentale

La production d'électricité générée par EDF à partir de son parc de centrales thermiques en France continentale a représenté, en 2017, environ 3,8 % de sa production totale d'électricité. Ce parc dispose à cette même date d'une puissance installée en fonctionnement de 6 210 MW.

Les moyens de production thermique présentent plusieurs atouts : une grande réactivité et flexibilité (démarrage rapide et modulation de la puissance), un coût d'investissement relativement faible et des délais de construction courts.

Les moyens de production thermique constituent ainsi une des composantes importantes du mix énergétique pour assurer en temps réel l'équilibre production/consommation en répondant aux fluctuations de la consommation d'électricité et de la production des énergies renouvelables (solaire et éolien en particulier). Avec une partie des installations hydrauliques (lacs, STEP), ils répondent aux besoins en électricité de semi-base et de pointe. Ils fournissent également des services de régulation du système pour contribuer à assurer un niveau de tension et de fréquence adéquat sur le réseau.

(1) EBITDA normalisé pro forma du périmètre repris, hors grands projets.

1.4.1.4.1 Le parc de production thermique d'EDF

Au 31 décembre 2017, le parc thermique en exploitation d'EDF est composé de capacités de production diversifiées, tant au plan du combustible que de la puissance :

Combustible	Puissance unitaire (en MW)	Nombre de tranches en exploitation au 31/12/2017	Capacité totale (en MW)	Année de mise en service	Production (en TWh)	
					Au 31/12/2017	Au 31/12/2016
Charbon	580	3	1 740	en 1983 et 1984	6,1	4,1
Fioul	685	1	685	en 1976	0,5	0,3
Turbines à combustion fioul, gaz et bi-combustibles (gaz et fioul)	85	4	340	en 1980 et 1981		
	203	1	203	en 1992		
	134	1	134	en 1996		
	125-129	2	254	en 1998 et 2007		
	185	2	370	en 2010		
	179-182	3	542	en 2008 et 2009	0,5	0,5
Cycles Combinés Gaz	427	1	427	en 2011		
	465	2	930	en 2012 et 2013		
	585*	1	585	en 2016	9,0	7,0

* Suite aux essais d'augmentation de puissance réalisés avec le partenaire General Electric, la puissance délivrée est désormais de 585 MW, en cohérence avec la limite de l'arrêté préfectoral en vigueur.

1.4.1.4.2 Les enjeux de la production thermique

Un parc charbon rénové pour répondre aux besoins de semi-base, et une étude de co-combustion pour diminuer la part de charbon

Après avoir fermé entre 2013 et 2015 dix unités de production au charbon, EDF conserve un parc de centrales au charbon composé de trois unités de production de technologie récente, situées au Havre (1 unité) et à Cordemais (2 Unités). Un programme de rénovation de ces tranches charbon a été réalisé entre 2014 et 2016, pour améliorer leur fiabilité et leur rendement.

La puissance ainsi que la flexibilité des tranches charbon sont des atouts essentiels. Celles-ci sont équipées de systèmes de désulfuration et de dénitrification des fumées (réduction de 90 % des émissions de dioxyde de soufre et de 80 % des émissions d'oxydes d'azote), ainsi que de dépoussiéreurs qui captent la quasi-totalité des poussières. Ces traitements permettent à ces tranches de répondre aux exigences de la réglementation environnementale en vigueur depuis début 2016.

Un projet de co-combustion de charbon et de biomasse verte a été initié en 2016. À ce titre, un test de co-combustion de charbon et de biomasse réalisé en février 2016 à Cordemais a permis de vérifier la capacité technique à broyer, pulvériser et brûler de la biomasse (20 %) dans une des chaudières, sans dégrader ses performances techniques. En 2017, les études se sont poursuivies et un pilote de densification de résidus végétaux est en cours d'installation. Il réalisera ses premiers essais en 2018.

EDF plaide pour un prix-plancher du CO₂ pour limiter l'utilisation des centrales à charbon existantes et poursuit ses travaux en vue de substituer la biomasse à une partie du charbon des centrales. Plus généralement, le Groupe travaille à optimiser la performance de l'ensemble son parc thermique.

Fermeture progressive du parc fioul

EDF a arrêté définitivement l'exploitation de la centrale thermique d'Aramon le 1^{er} avril 2016, de celle de Porcheville et de la tranche 2 de Cordemais au printemps 2017, ces unités n'étant quasiment plus sollicitées depuis plusieurs années.

EDF a également décidé d'arrêter définitivement la dernière tranche fioul (Cordemais 3) au printemps 2018.

Modernisation du parc de production thermique avec les cycles combinés au gaz naturel

EDF a mis en service en 2011 un premier Cycle Combiné au Gaz naturel (CCG) en France sur le site de Blénod, puis deux cycles combinés à Martigues en 2012 et en 2013, et ensuite un cycle combiné de nouvelle génération à Bouchain en 2016 en partenariat avec General Electric. Cette modernisation du parc thermique permet

d'en réduire les émissions atmosphériques de CO₂, d'oxydes d'azote et d'oxydes de soufre.

Les CCG de Martigues résultent de la transformation (*repowering*) des anciennes tranches fioul, dont une partie des installations (turbine à vapeur, condenseur ou installations de traitement d'eau) a été réutilisée. Le *repowering* d'une tranche de cette puissance est une première en Europe. La puissance installée du site de Martigues est de 930 MW, et le rendement est de plus de 50 %, nettement supérieur à celui des tranches thermiques charbon par exemple.

Le CCG de Bouchain est équipé de la nouvelle turbine de grande puissance de General Electric, la « 9HA ». Ce Cycle Combiné, aux caractéristiques innovantes en termes de puissance (près de 600 MW atteignables en moins de 30 minutes) et de rendement (supérieur à 60 %, contre un rendement moyen pour un CCG standard de 57 à 58 %), présente de bonnes performances environnementales avec des émissions de CO₂ de l'ordre de 360 g/kWh en moyenne, soit une division par 3 par rapport à celles de l'ancienne centrale charbon voisine arrêtée en 2015. Il a atteint, dans des conditions particulières d'exploitation, un rendement record de 62,22 %. S'agissant d'un prototype, il a fait l'objet de tests depuis sa mise en service à l'été 2016 et ce jusqu'au transfert de la propriété de General Electric à EDF réalisé en décembre 2017.

Évolution du cadre réglementaire environnemental

Le parc thermique est aujourd'hui exploité dans le cadre de la réglementation applicable aux installations classées pour la protection de l'environnement ainsi que de la réglementation relative aux émissions de gaz à effet de serre et d'une réglementation spécifique sur la qualité de l'air (voir section 1.5.6.1 « Réglementations générales en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité »). EDF s'est fixé pour objectif de réduire en France continentale les émissions de CO₂ de 30 % (mesurées en tonnes) entre 1990 et 2020, et de maintenir les émissions de SO_x, NO_x et de poussières au niveau de 2016 (émissions divisées respectivement par 10, 3 et 17 par rapport à 2005) (voir section 1.5 « Environnement législatif et réglementaire »).

Grâce à la mise à l'arrêt des centrales thermiques les plus anciennes, à la rénovation des centrales les plus récentes, à l'utilisation de procédés de dépollution, à l'utilisation de combustible à teneur en soufre réduite⁽¹⁾ et enfin à la mise en service de Cycles Combinés au Gaz naturel, les performances environnementales du parc thermique en France continentale ont été améliorées significativement :

- les émissions totales de CO₂ du parc d'EDF SA en France continentale en 2017 se sont élevées à 9,5 millions de tonnes⁽²⁾, confirmant ainsi l'amélioration du bilan carbone avec une diminution des émissions de CO₂ de plus de 50 % depuis 1990, et ceci malgré un fonctionnement plus soutenu que lors des trois années

(1) Les tranches fioul utilisent toutes du combustible « à très très basse teneur en soufre » (soit une teneur inférieure à 0,4 % de soufre).

(2) Sur le périmètre de la Société (EDF SA, soit y compris SEI et hors PEI), les émissions totales ont été en 2017 de 10,7 millions de tonnes.

précédentes. Le contenu en CO₂ du kWh thermique a quant à lui baissé de plus de 30 % depuis 1990 ;

- les objectifs de réduction des émissions de NO_x, de SO_x et de poussières fixés pour 2020 sont déjà atteints ; notamment grâce à la fermeture des unités au charbon les plus anciennes (finalisée en 2015), à la fermeture d'une majorité des unités au fioul et à la part croissante des CCG au sein de la production thermique.

1.4.1.4.3 Production et performances techniques

La production thermique a représenté 16,1 TWh en 2017 avec un fonctionnement soutenu : dès fin octobre, la production a dépassé celle de l'année 2016 entière.

En 2017, les tranches charbon ont fourni 6,1 TWh, les CCG 9,0 TWh, les tranches fioul et les TAC respectivement 462 GWh et 530 GWh. Le CCG de Bouchain a produit, dès sa première année complète de fonctionnement, 3,0 TWh et a battu le fonctionnement record du CCG de Blénod de 2016, avec plus de 6 500 heures de fonctionnement. Plusieurs unités ont dépassé leurs fonctionnements records atteints en 2016 : en particulier, 113 heures en fonctionnement en continu pour la turbine bi-combustibles n° 5 de Montereau et 4,1 TWh pour le site de Martigues et ses deux CCG. La maîtrise des indisponibilités non programmées est l'objectif essentiel pour des moyens de production fonctionnant en semi-base et pointe tels que le thermique. L'enjeu pour ces moyens de production sollicités de façon variable tout au long de l'année est d'assurer la sécurité du système grâce à une fiabilité et à une disponibilité maximales.

La fiabilité du parc thermique a été confirmée en 2017 et se situe au niveau des standards européens. La capacité d'adaptation du parc à un fonctionnement nettement plus soutenu que prévu a été démontrée. Pendant la vague de froid de janvier 2017, le parc thermique a répondu présent. Il a par deux fois atteint un niveau record de 7 630 MW le 20 janvier matin puis 7 780 MW le 25 janvier soir, pour un productible maximum de 8 590 MW, tous les moyens de production étaient alors sur le réseau. Les taux de réponse des turbines à combustion (TAC) aux appels de l'optimiseur et de RTE ont été très bons. En situation d'équilibre offre-demande tendu, les turbines à combustion ont pleinement joué leur rôle vis-à-vis de la sécurité du système.

Déconstruction des tranches arrêtées

EDF a planifié l'ensemble des opérations de déconstruction des tranches de son parc thermique arrêtées ou dont l'arrêt est programmé. Les provisions relatives à ces

opérations ont été constituées pour un montant correspondant aux charges de déconstruction de l'ensemble des tranches en exploitation et aux travaux de dépollution des sites (voir section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2017 », note 30 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017).

EDF a poursuivi en 2017 les travaux de déconstruction sur les sites mis en retrait définitif d'exploitation. Sur le site de Richemont notamment, l'abattage par semi-foudroyage des unités 1, 2 et 3 (gaz sidérurgiques) a été réalisé avec succès en juin.

1.4.1.5 Production à partir des énergies renouvelables

Les énergies renouvelables ⁽¹⁾ (hydraulique, éolien, solaire, biomasse, géothermie, énergies marines, etc.) connaissent au niveau mondial un développement très soutenu.

L'hydraulique est la première des énergies renouvelables dans le monde, avec une capacité cumulée installée estimée de 1,26 TW en 2017 ⁽²⁾. Elle conserve des perspectives de développement importantes dans certaines régions, même si elle est proche de son potentiel maximal d'exploitation dans beaucoup de pays développés. Selon l'AIE, sur la période 2018-2022, l'hydraulique devrait représenter environ 13 % des capacités nouvelles.

Dans l'éolien terrestre, la capacité cumulée installée devrait atteindre 500 GW dans le monde à fin 2017, dont plus de 170 GW en Chine. Au cours de l'année 2017, il est estimé que 48 GW ont été installés dans le monde, dont environ 19 GW en Chine ⁽³⁾.

Dans le solaire photovoltaïque, la capacité cumulée installée dans le monde devrait s'établir à 380 GWc à fin 2017, dont environ 78 GWc de nouvelles capacités construites en 2017 ⁽⁴⁾. Ce sont aujourd'hui très largement l'éolien, le solaire et la biomasse qui portent le développement des filières renouvelables.

Le groupe EDF est aujourd'hui premier producteur européen d'énergies renouvelables, et notamment le premier producteur hydroélectrique de l'Union européenne ; la production hydraulique est la plus importante des énergies renouvelables du Groupe avec 23 GW installés et 301 ⁽⁵⁾ grands barrages dans le monde. Le Groupe contribue à l'essor de filières industrielles compétitives, en particulier dans l'éolien et le solaire.

(1) Les énergies renouvelables ou énergies vertes sont issues de l'utilisation de ressources naturelles qui se renouvellent assez rapidement pour être considérées comme inépuisables à l'échelle de l'homme.

(2) Source : International Renewable Energy Agency (IRENA), Capacity Statistics 2017.

(3) Source : Bloomberg New Energy Finance.

(4) Source : Bloomberg New Energy Finance.

(5) Selon la classification française (décret 2015-526) des barrages de classe A et B (dont la hauteur est supérieure à 10 mètres). Nombre de grands barrages en données brutes, indépendamment du pourcentage de participation du groupe EDF dans les ouvrages. Nombre de grands barrages en données nettes : 270.

1. PRÉSENTATION DU GROUPE EDF

Description des activités du Groupe

Depuis 2015, le pôle Énergies Renouvelables pilote et valorise les activités du groupe EDF dans les énergies renouvelables, à savoir la production hydraulique et les activités de production renouvelable. Ce pôle supervise également l'ensemble des projets renouvelables (éolien, solaire, énergies marines, etc.) du Groupe, y compris ceux portés par les filiales étrangères.

Les engagements du groupe EDF concernant le développement des énergies renouvelables figurent également à la section 3.1.2 « Objectifs de responsabilité d'entreprise ».

CAPACITÉS NETTES INSTALLÉES* DU GROUPE DANS LES ÉNERGIES RENOUVELABLES À FIN 2017

(en MW)	Hydraulique	Eolien	Photovoltaïque	Biomasse	Géothermie	Marine	Total
France	20 319	1 130	239	232	8	240	22 169
Europe hors France	2 055	2 387	99	10	-	-	4 551
Amérique	-	3 551	646	40	-	-	4 237
Asie	428	168	81	-	-	-	677
Afrique	-	372	99	-	-	-	471
CAPACITÉS NETTES INSTALLÉES TOTALES	22 802	7 609	1 164	282	8	240	32 105

* Capacités de production d'électricité, à hauteur de la participation du groupe EDF dans chaque actif.

1.4.1.5.1 Production hydraulique en France

La production d'électricité réalisée par EDF à partir de son parc de centrales hydrauliques en France continentale a représenté 37,1 TWh en 2017 (pompage compris) soit 8,5 % de sa production totale d'électricité.

1.4.1.5.1.1 Le parc de production hydraulique d'EDF

Le parc hydraulique d'EDF en France continentale comprend 433 centrales à fin 2017, avec un âge moyen de 73 ans ⁽¹⁾ :

- environ 11 % des centrales ont une puissance unitaire supérieure à 100 MW ; elles représentent environ 63 % de la production totale ;
- environ 51 % des centrales ont une puissance unitaire inférieure à 12 MW ; elles représentent environ 6 % de la production totale.

	31/12/2017	31/12/2016
Centrales hydrauliques de capacité inférieure ou égale à 12 MW		
Puissance maximale (en MW)	989,7	990,2
Production nette du pompage (en TWh)	2,1	2,5
Consommation par pompage (en GWh)	23,5	48,5
Production pompage compris (en TWh)	2,1	2,6
Centrales hydrauliques de capacité supérieure à 12 MW		
Puissance maximale (en MW)	19 017,0	18 965,8
Production nette du pompage (en TWh)	28,0	33,3
Consommation par pompage (en TWh)	7,0	6,6
Production pompage compris (en TWh)	35,0	39,9
PUISSANCE MAXIMALE TOTALE (en GW)	20,0	20,0
PRODUCTION TOTALE NETTE DU POMPAGE* (en TWh)	30,1	35,8
PRODUCTION TOTALE POMPAGE COMPRIS* (en TWh)	37,1	42,4

* Ces valeurs correspondent à l'expression à une décimale de la somme des valeurs précises, compte tenu des arrondis.

Au périmètre de la France continentale, les centrales se trouvent principalement dans les massifs montagneux des Pyrénées, des Alpes, du Massif Central et du Jura, ainsi que sur le Rhin. L'ensemble représente une puissance installée d'environ 20 GW (hors outre-mer et Corse), soit 21 % du parc d'EDF, pour une énergie produisible annuelle d'une quarantaine de terrawattheures.

Les différents aménagements hydrauliques sont conçus pour optimiser l'exploitation de la ressource en eau des vallées. Du fait de la taille et de la variété de son parc, EDF dispose d'aménagements capables de répondre à tous les types d'usages souhaités, en base ou en pointe, et qui offrent des leviers d'optimisation en raison de leur souplesse d'utilisation : des aménagements « au fil de l'eau », comme sur le Rhin, qui ne possèdent pas de capacité de stockage et produisent de l'énergie en

fonction des apports d'eau du moment ; des éclusées avec une réserve d'eau de moyenne importance (plus faible que celle d'un lac), destinées à une utilisation ponctuelle en cours de semaine ou de journée pour couvrir les pointes de demande ; des aménagements de lacs (réservoirs saisonniers) situés dans les massifs montagneux (Alpes, Massif Central et Pyrénées) ; des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) qui permettent de pomper l'eau du bassin aval vers le bassin amont en période de prix faibles, de manière à constituer un stock qui sera utilisé pour produire de l'énergie en période de pointe (l'eau sera alors « turbinée » du bassin amont vers le bassin aval) ; une usine marémotrice sur la Rance qui, en utilisant le mouvement ascendant et descendant de la marée, fournit de l'électricité de manière très régulière.

(1) Moyenne arithmétique.

Catégorie	Puissance	Productible moyen sur 50 ans
Fil de l'eau	3,6 GW	17,2 TWh
Lac	8,9 GW	15,8 TWh
Éclusées	3,1 GW	8,8 TWh
Transfert d'Énergie par Pompage	4,2 GW	1,1 TWh
Marémotrice	240 MW	0,5 TWh

1.4.1.5.1.2 La sûreté hydraulique

La sûreté hydraulique est constituée de l'ensemble des dispositions prises lors de la conception des aménagements hydroélectriques et durant leur exploitation pour assurer la protection des personnes et des biens contre les dangers liés à l'eau et dus à la présence ou au fonctionnement des ouvrages. La sûreté hydraulique est la préoccupation majeure et permanente du producteur (voir section 2.2.2.4.2 « Le domaine hydraulique »). Elle comporte trois activités principales :

- la maîtrise des risques liés à l'exploitation, par l'information auprès des usagers (campagnes de communication, information des intervenants en rivière, mobilisation d'hydroguides en période estivale) concernant les variations de niveau des plans d'eau ou de débit des cours d'eau à l'aval des ouvrages ;
- la gestion des ouvrages durant les périodes de crues, pour assurer la sécurité des installations et des populations ;
- la prévention du risque majeur que représente la rupture d'un ouvrage hydraulique, par la surveillance et la maintenance des ouvrages sous le contrôle des services de l'État, principalement des Directions Régionales de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement (DREAL). Parmi les barrages les plus importants, 68 d'entre eux font l'objet d'une procédure administrative particulière (« plan particulier d'intervention ») mise en œuvre par le préfet compétent.

EDF pratique une surveillance et une maintenance régulière des barrages, notamment par une auscultation continue.

De plus, pour chacun des 150 grands barrages, une revue de sûreté est réalisée tous les dix ans, qui inclut un diagnostic complet opéré avec des moyens subaquatiques ou une vidange de la retenue. Ces opérations sont effectuées sous le contrôle rigoureux des services de l'État (DREAL et STEEGBH – Service technique de l'énergie électrique des grands barrages et de l'hydraulique).

Par ailleurs, la réalisation d'études exhaustives contributives à la sûreté constitue une obligation réglementaire pour le propriétaire ou le concessionnaire d'un barrage : à ce titre EDF, qui dispose de 240 études de danger couvrant l'ensemble des ouvrages soumis à cette exigence, a délivré en 2017 aux services de contrôle de l'État la mise à jour de 5 études de danger et a réalisé 145 revues de sûreté sur les 156 attendues d'ici 2018. Elles consolident une vision d'ensemble des ouvrages et des parades associées qui s'avère satisfaisante ⁽¹⁾.

En 2017, la sûreté hydraulique du parc d'EDF s'est maintenue à un niveau satisfaisant avec un événement important pour la sûreté hydraulique (EISH) classé « orange » (événement ayant entraîné une mise en danger de personnes au sens de l'arrêté du 21 mai 2010). 11 EISH classés « jaunes » (événements traduisant une non-conformité sans mise en danger des personnes) ont été comptabilisés cette année. Les principaux indicateurs continuent d'afficher un bon niveau :

- la détection des événements significatifs sans caractère de gravité (appelés ESSH 0) par les équipes de terrain augmente, avec 3 613 événements détectés (3 391 en 2016) ;
- le nombre d'événements ayant eu des conséquences externes (ESSH ≥ 1) est faible : 32 événements sont survenus ;
- le nombre de sites à l'aval des ouvrages, présentant une sensibilité élevée aux risques liés aux variations de débit, est réduit de 114 en 2005 à 12 en 2016 et 2017 ;
- la gestion des aménagements hydroélectriques a été correctement maîtrisée lors des crues survenues cette année.

Enjeu majeur de la sûreté hydraulique, la maîtrise des risques liés au vieillissement des installations a été renforcée, et la politique de maintenance à long terme a été

actualisée en 2012. Avec près de 600 millions d'euros investis dans la sûreté hydraulique entre 2012 et 2017, EDF y consacre une part conséquente de son budget de maintenance.

Depuis 2006, les programmes d'ingénierie du parc hydraulique en exploitation sur les volets sûreté et performance se poursuivent avec un fort niveau d'investissement, en assurant un pilotage particulier des opérations majeures à enjeux de sûreté en y apportant une visibilité nationale. L'objectif est la mise à niveau technique et la maintenance renforcée des ouvrages, afin de maintenir dans la durée un niveau élevé de sûreté hydraulique et de préserver les performances techniques du parc. À fin 2017, 486 dispositifs et moyens particuliers ⁽²⁾ sont effectifs, en baisse par rapport à 2016, et suivis sur les cinq familles d'ouvrages prioritaires : galeries, canaux, barrages, conduites forcées et vannes.

1.4.1.5.1.3 La performance du parc de production hydraulique

Un parc fortement automatisé et surveillé à distance

Afin d'exploiter au mieux la souplesse de son outil de production hydraulique, EDF a engagé depuis de nombreuses années des programmes ambitieux d'automatisation, de conduite à distance des centrales hydrauliques et de gestion centralisée de vallée. Aujourd'hui, les centrales les plus importantes du parc hydraulique d'EDF, qui représentent plus de 15 GW, soit environ 75 % de sa puissance hydraulique installée, sont gérées à distance depuis quatre centres de conduite capables de modifier leur programme de fonctionnement à tout instant pour répondre aux besoins du système électrique et aux opportunités économiques du marché de l'électricité.

Afin d'améliorer la fiabilité des centrales les plus importantes, EDF a raccordé ces centrales à 5 centres régionaux d'exploitation en charge de surveiller les paramètres physiques (température, vibration, etc.) des machines, permettant de détecter au plus tôt toute dérive et ainsi d'éviter les incidents.

Performances techniques du parc et conditions hydrauliques 2017

Sujette aux aléas climatiques de la ressource en eau, la production hydraulique peut varier significativement suivant les années. L'année 2017 se caractérise par une production en net retrait en raison de conditions hydrologiques fortement déficitaires avec des mois historiquement secs.

La production d'électricité d'origine hydraulique en France continentale a été de 37,1 TWh hors déduction de la consommation d'électricité nécessaire au fonctionnement des stations de transfert d'énergie par pompage, et de 30,1 TWh nette de la consommation liée au pompage.

Les indicateurs de production 2017 traduisent un niveau de performance très satisfaisant, avec un taux de perte interne ⁽³⁾ historiquement bas de 3,5 % (4,5 % en 2016). Le taux de réponse à la sollicitation du parc, c'est-à-dire le taux de réussite de la réponse aux ordres de démarrage reçus par les centrales, s'établit à 99,31 % (99,32 % en 2016). L'indisponibilité du parc hydraulique d'EDF est de 15,1 % pour des travaux d'entretien et de maintien du patrimoine (indisponibilité programmée) réalisés dans le cadre de la maintenance des installations, et de 2,3 % pour des prolongements de travaux et des avaries (indisponibilité fortuite).

EDF a également engagé depuis 2011 un projet ambitieux de modernisation de la performance industrielle de son parc hydraulique, pour un montant global de 840 millions d'euros₂₀₁₀ à l'horizon 2021. Ce projet, intitulé « RenouvEau », vise à moderniser la maintenance et l'exploitation du parc hydraulique, à travers notamment la rénovation des installations électriques, du contrôle-commande et des outils informatiques de gestion, de maintenance et d'exploitation, afin d'améliorer la sûreté, la performance opérationnelle et la compétitivité du parc hydraulique. Le déploiement généralisé du projet se terminera avant 2020.

(1) Pour en savoir plus, consultez le rapport 2016 de l'Inspecteur pour la sûreté hydraulique, disponible sur le site internet d'EDF.

(2) Un dispositif ou moyen particulier est une mesure temporaire pour préserver un état acceptable de sûreté, performance et sécurité des personnes.

(3) La perte interne est l'énergie des débits non turbinés, dont les volumes n'ont pas pu être stockés. Le taux de perte interne est obtenu en divisant la perte interne par la production réalisée de l'année à laquelle on rajoute la perte interne.

1.4.1.5.1.4 Les enjeux de la production hydraulique

La filière hydraulique s'attache aujourd'hui à répondre aux enjeux suivants : mise en œuvre de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, gestion de l'accès à l'eau et développement.

Le renouvellement des concessions

Les ouvrages de production hydraulique sont exploités dans le cadre de concessions accordées par l'État pour les ouvrages dont la puissance est supérieure ou égale à 4,5 MW et dans le cadre d'autorisations préfectorales pour les ouvrages de moins de 4,5 MW (voir section 1.5.6.2.4 « Réglementation applicable aux installations hydrauliques »).

EDF est aujourd'hui le concessionnaire de la majorité des chutes hydroélectriques en France. D'une durée initiale de 75 ans, conformément à la loi du 16 octobre 1919 relative à l'utilisation de l'énergie hydraulique, la majeure partie des concessions échues avant 2012 a été renouvelée pour des durées de 30 à 50 ans. En revanche, pour 12 concessions échues à ce jour, l'État n'a pas encore procédé à leur renouvellement. Depuis leur date d'échéance, ces concessions se trouvent par conséquent sous le régime dits des « délais glissants », ainsi défini par la loi : lorsque, à la date d'expiration du contrat de concession, une nouvelle concession n'a pas été instituée, « ce titre est prorogé aux conditions antérieures jusqu'au moment où est délivrée la nouvelle concession », de façon à assurer la continuité de l'exploitation jusqu'au renouvellement effectif (art. L. 521-16 al. 3 du Code de l'énergie).

La loi relative à la transition énergétique pour une croissance verte du 17 août 2015 et le décret du 27 avril 2016 relatif aux concessions d'énergie hydraulique sont venus poser le nouveau cadre législatif et réglementaire dans lequel s'inscrit la production hydroélectrique.

Un ensemble de textes complète ce dispositif, qui concernent l'attribution et/ou l'exécution des contrats de concession d'énergie hydraulique : on peut notamment citer l'ordonnance du 29 janvier 2016 relative aux contrats de concession et son décret d'application du 1^{er} février suivant, qui définissent le cadre général des mises en concurrence, le décret du 27 mai 2016 relatif à l'obligation d'achat et au complément de rémunération, susceptible de concerner certaines installations hydroélectriques, les ordonnances du 3 août 2016 relatives à l'évaluation environnementale des projets et aux procédures d'information et de participation du public, la loi du 7 octobre 2016 pour une République numérique, etc. (voir section 1.5 « Environnement législatif et réglementaire »).

En l'état de la réglementation en vigueur, le concessionnaire sortant ne bénéficie d'aucune indemnisation dans l'hypothèse où une concession arrive normalement à échéance. L'article L. 521-15 du Code de l'énergie (issu de la loi de finances rectificative pour 2006) prévoit le remboursement des dépenses non amorties liées soit aux travaux de modernisation, soit aux travaux ayant permis d'augmenter les capacités de production, à condition que ces travaux aient été réalisés au cours de la deuxième moitié de la durée de vie de la concession. En revanche, les concessions dont le terme serait anticipé par l'État feraient alors l'objet d'une indemnisation. Cette indemnisation de la part de l'État est destinée à compenser le manque à gagner pour le concessionnaire sortant, du fait de la cessation anticipée de l'exploitation de la concession, en application des dispositions prévues dans les cahiers des charges des concessions.

Dans ce contexte, EDF se prépare depuis plusieurs années à présenter sa meilleure offre pour chaque concession, alliant amélioration énergétique, prise en compte des milieux aquatiques, rémunération de l'État et des collectivités au travers de la redevance et développement du territoire, tout en garantissant la sûreté et la sécurité d'exploitation.

La Commission européenne (CE) a ouvert une procédure contre l'État français concernant les concessions hydroélectriques en France, sur le fondement de l'article 106 § 1 du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (TFUE) lu en combinaison avec l'article 102 du même traité. Dans ce cadre, la CE a adressé à l'État français le 22 octobre 2015 une lettre de mise en demeure, dans laquelle elle considère que l'attribution et le maintien au bénéfice d'EDF de l'essentiel des concessions hydroélectriques en France constitueraient une infraction aux dispositions précitées en ce que ces mesures renforceraient la position dominante d'EDF sur les marchés français de la fourniture d'électricité au détail. L'État a répondu à cette mise en demeure, ce qui a amorcé une phase d'échanges contradictoires entre l'État et la CE et ne préjuge pas de la décision finale de cette dernière. En tant que principal tiers intéressé, EDF a reçu une copie de la mise en demeure et a adressé ses observations à la CE le 4 janvier 2016, contestant

fermement l'analyse de la CE et les éléments factuels sur lesquels cette analyse est fondée. Depuis, EDF a été associé à certains échanges entre l'État et la CE, notamment pour apporter des précisions d'ordre technique sur le fonctionnement du marché français, et ainsi avancer sur la voie d'un accord. De tels échanges devraient se poursuivre en 2018 jusqu'à la clôture du dossier par la CE. Le risque de la signature d'un accord en faveur de la mise en concurrence et de la mise en place d'appels d'offres existe (voir section 2.1.2 « Risques liés aux activités du Groupe »).

En application de l'article L. 521-16-3 du Code de l'énergie, issu de la loi précitée relative à la transition énergétique, l'État français a par ailleurs soumis à l'examen de la Commission européenne un projet d'investissements nécessaires à la transition énergétique, qui requiert, en contrepartie de ces investissements, une prolongation de certaines concessions détenues par EDF. La CE doit se prononcer sur la compatibilité de cette prolongation avec le droit européen, notamment avec l'article 43 de la directive 2014/23/UE du 26 février 2014 sur l'attribution des contrats de concession, qui encadre les possibilités de modification d'une concession en cours d'exécution.

La gestion de l'accès à l'eau

Les barrages exploités par EDF en France permettent le stockage de 7,5 milliards de mètres cubes d'eau, soit 75 % des réserves nationales de stockage de surface.

Les aménagements hydrauliques ont des effets positifs tant sur le développement économique que dans le domaine de l'environnement, et EDF mène une politique active de gestion concertée de la ressource hydraulique en coopération avec les différents acteurs de l'eau. Des conventions sont conclues avec les élus locaux, agriculteurs, pêcheurs, responsables de sites touristiques et industriels (voir section 1.5.6.1 « Réglementations générales en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité »).

La loi sur l'eau et les milieux aquatiques du 30 décembre 2006 contient des dispositions relatives à la gestion de la ressource en eau (notamment la valeur des débits réservés⁽¹⁾ et la souplesse d'exploitation des centrales hydrauliques). Ces dispositions ont été complétées par la loi pour la reconquête de la biodiversité, de la nature et des paysages du 8 août 2016. Le groupe EDF reste vigilant aux modalités locales d'application ainsi qu'aux évolutions à venir de cette réglementation, et appelle à une meilleure cohérence des politiques publiques sur l'eau, l'énergie et l'environnement.

Le développement

95 % du potentiel hydraulique est actuellement exploité en France. EDF se donne l'objectif de développer son activité hydraulique, par l'étude et la réalisation de nouveaux projets rentables, en particulier :

- développer le turbinage des débits réservés. L'objectif est d'équiper un certain nombre de barrages pour récupérer une partie de l'énergie associée à ces débits minimaux réglementaires :
 - en 2017, deux groupes sont en cours de réalisation sur les aménagements de Mancières (mise en service du contrat le 01/12/2017) et la Ravière (mise en service du contrat prévue le 1^{er} juin 2018), ajoutant ainsi une puissance totale supplémentaire de 0,7 MW aux 3,8 MW déjà mis en service en 2015 et 2016,
 - de nouveaux projets sont en cours d'étude avec des mises en service échelonnées d'ici à 2020 ;
- développer le potentiel des stations de transferts d'énergie par pompage en France (STEP). EDF a obtenu par arrêté du 17 juin 2013 l'autorisation de construire un nouveau groupe de 240 MW sur le site de la STEP de La Coche-en-Savoie. Ce groupe (« Pelton »), dont la construction a débuté en 2017, permettra d'augmenter de 20 % la puissance de l'aménagement existant et de produire chaque année environ 100 GWh supplémentaires ;
- étudier les possibilités d'augmentation de puissance d'ouvrages hydrauliques existants, en particulier celles offertes par l'article L. 511-6 du Code de l'énergie issu de la loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique du 13 juillet 2005, pour contribuer au développement de moyens de pointe.

Cette disposition ayant été abrogée à compter du 1^{er} avril 2017 par l'ordonnance n° 2017-65 du 29 janvier 2017 relative aux contrats de concession, plusieurs projets ont été déposés avant cette date, afin de préserver la possibilité pour EDF de procéder à l'augmentation de puissance des centrales concernées, notamment sur les aménagements de Saussaz-Hermillon, Salelles, Vinon, Manosque Sainte-Tulle II, Peyrat le Château.

(1) Débit minimal maintenu à l'aval des barrages pour préserver la vie aquatique.

Un projet de surpuissance est en cours de réalisation sur l'usine de La Bâthie, pour remplacer les six groupes de production pour une puissance additionnelle d'environ 50 MW. À fin 2017, les travaux ont été réalisés sur trois groupes. Ils consistent en :

- réaliser, dans le cadre du renouvellement des concessions, des adaptations des ouvrages (modernisation, optimisation de la production, etc.). Ainsi, dans le cadre du renouvellement de la concession de la moyenne Romanche et des décrets publiés le 31 décembre 2010, EDF réalise un ouvrage neuf permettant de remplacer les six petites usines existantes par une nouvelle centrale souterraine (centrale de Romanche-Gavet) d'une puissance de 93 MW et pour un productible de 560 GWh, soit 155 GWh de plus que les centrales existantes ;
- développer la « petite hydraulique » (centrales de puissance inférieure à 12 MW). L'un des objectifs est de développer la petite hydraulique par :
 - la mise en place de partenariats pour le développement de projets,
 - l'optimisation et l'augmentation de la production du parc existant avec la remise en service en 2017 de plusieurs aménagements après un important programme de rénovation comme La Prétière, Ambialet, Brides-les-Bains,
 - la réponse aux appels d'offres Autorisations et/ou Concessions pour le développement de la micro et de la petite hydroélectricité. Trois projets portés par SHEMA et Electricité de Strasbourg ont été retenus à l'appel d'offres lancé le 26 avril 2016 pour une puissance installée de 3 MW. Ces centrales doivent être mises en service d'ici 2021,
 - un nouvel appel d'offres a été lancé par la DGEC pour une enveloppe de 105 MW répartie sur trois ans. Le groupe EDF a remis trois offres en janvier 2018 dans ce cadre. Les lauréats seront annoncés au 1^{er} semestre 2018 et devront mettre en service leur installation dans un délai de 4 à 5 ans.

EDF a également renforcé sa démarche d'accompagnement territorial pour ses activités industrielles. Cette démarche s'est concrétisée par la création du programme « Une rivière, un territoire », qui disposait fin 2017 de sept agences actives sur le territoire national.

1.4.1.5.2 Nouvelles énergies renouvelables

1.4.1.5.2.1 L'énergie éolienne

Une éolienne est un capteur de vent, dont la force actionne les pales d'un rotor couplé à une génératrice électrique. On distingue :

- l'éolien terrestre (*onshore*) : il s'agit d'une filière éprouvée, dont la compétitivité continue de s'accroître et s'approche aujourd'hui de celle des filières conventionnelles, voire l'atteint dans certaines zones. Elle bénéficie de mesures économiques incitatives dans de nombreux pays, mais de plus en plus de projets sont développés sans mécanisme de soutien (voir section 1.5.3 « Législation relative au marché de l'électricité »). La puissance moyenne des éoliennes terrestres installées dans le monde est supérieure à 2 MW, et on observe une croissance régulière de cette puissance. La filiale dédiée au développement de cette énergie au sein du Groupe est EDF Énergies Nouvelles. Les filiales EDF Luminus, Edison et EDF Energy disposent également de parcs éoliens en exploitation ;
- l'éolien en mer (*offshore*) : cette filière, en plein développement, est aujourd'hui plus onéreuse en termes d'investissement et de coût de raccordement au réseau que l'éolien terrestre ; l'exploitation-maintenance en mer est également plus difficile. Les atouts de cette filière sont la puissance unitaire importante des éoliennes (supérieure à 5 MW en général) ainsi que le productible plus élevé du fait de vents plus constants. La filière est engagée dans un processus d'apprentissage, qui doit lui permettre de réduire l'écart de coût avec l'éolien terrestre. Le groupe EDF a décidé d'accroître progressivement son investissement dans l'éolien *offshore*, dont les perspectives de développement sont intéressantes dans certains pays clés du Groupe, dont la France et le Royaume-Uni.

1.4.1.5.2.2 L'énergie solaire photovoltaïque

Le principe de fonctionnement du solaire photovoltaïque est de transformer directement la lumière solaire en énergie électrique. Le solaire photovoltaïque trouve deux types d'utilisation : soit il est raccordé au réseau électrique, soit il permet de produire de l'électricité sur des sites isolés. Le photovoltaïque raccordé au réseau connaît une croissance continue dans le monde sur deux marchés : les centrales au sol et le solaire sur toitures résidentielles et bâtiments.

Le coût de la production d'électricité d'origine solaire a considérablement baissé ces dernières années. Il subsiste toutefois des marges de progression significatives, qui

reposent notamment sur l'innovation mais aussi sur l'amélioration des processus industriels. Dans cette optique, la R&D d'EDF conduit sur son site de Chatou, des recherches sur les technologies photovoltaïques, dans le cadre de l'Institut de recherche et de développement sur l'énergie photovoltaïque (IRDEP), créé en partenariat avec le CNRS et l'École nationale supérieure de chimie de Paris.

1.4.1.5.2.3 La biomasse et le biogaz

Les technologies fondées sur la biomasse consistent principalement à brûler certains déchets, provenant notamment de l'industrie du bois ou de l'agro-industrie, ou de résidus de l'exploitation forestière.

Les biocombustibles sont d'origines très diverses. Il existe trois catégories de filières énergétiques : les installations de combustion de matières végétales (bois, résidus agricoles) ou animales, les installations de production de biogaz (gaz produit par fermentation de matières organiques animales ou végétales) et les installations d'incinération d'ordures ménagères.

Enfin, par le biais de ses participations, le Groupe détient des parts en France (notamment au travers de sa filiale Dalkia, voir section 1.4.6.1.1 « Dalkia ») et à l'étranger dans plusieurs dizaines de réseaux de chaleur et d'installations électrogènes de petite taille utilisant essentiellement le bois comme combustible.

1.4.1.5.2.4 L'énergie géothermique

La température des roches de l'écorce terrestre augmente avec la profondeur de la Terre (en moyenne, 3 °C tous les 100 mètres). Dans certaines régions, la chaleur terrestre vient jusqu'à la surface sous forme de sources chaudes, d'eau ou de vapeur d'eau. L'eau chaude est exploitée directement sous forme de chaleur : chauffage central dans les habitations ou chauffage de serres.

La vapeur d'eau extraite du sous-sol est aussi utilisée dans la production d'électricité : comme dans une centrale thermique classique, elle actionne une turbine. Il est également possible d'utiliser les roches chaudes et sèches comme source de production d'électricité à partir de vapeur. Pour développer cette forme d'énergie, EDF s'est associé à plusieurs partenaires (parmi lesquels ES et des énergéticiens allemands) dans le cadre d'un groupement européen qui développe et exploite une unité prototype de production d'électricité géothermique dans des roches cristallines chaudes et naturellement fracturées à Soultz, en Alsace.

La France dispose également de ressources de haute température situées dans les départements d'outre-mer. Le groupe EDF est présent dans cette activité notamment au travers de sa participation minoritaire dans la société Géothermie Bouillante en Guadeloupe.

1.4.1.5.2.5 Autres technologies

Les énergies renouvelables couvrent un large champ de filières et de technologies. Pour préparer l'avenir, EDF Énergies Nouvelles est chargé au sein du groupe EDF de détecter les filières prometteuses et, avec le soutien des équipes R&D du Groupe ou de partenaires industriels, prend part à l'émergence de nouvelles technologies. Les énergies marines sont, avec le solaire dit à concentration (voir section 1.4.1.5.2.2 « L'énergie solaire photovoltaïque ») et le stockage d'énergie, l'un des domaines plus particulièrement explorés par le Groupe.

Dans le cadre des énergies marines, deux projets sont en cours de développement :

- les hydroliennes, qui sont des turbines sous-marines exploitant l'énergie des courants marins. Cette technologie se situe encore au stade du développement. EDF a tiré des enseignements du projet expérimental d'hydrolienne développée par Open Hydro (Naval Group) sur le site de Paimpol-Bréhat, dans les Côtes-d'Armor. Dans la continuité de cette expérimentation, EDF Énergies Nouvelles, en partenariat avec Naval Group, développe le projet « Normandie Hydro », ferme pilote de plus grande puissance qui sera basée dans le raz Blanchard, au large du Cotentin ;
- l'éolien en mer flottant : le Projet Provence Grand Large, piloté par EDF Énergies Nouvelles, a été désigné lauréat de l'appel à projets « fermes pilotes d'éoliennes flottantes » lancé par l'ADEME en août 2015. Le projet, situé à 17 km au large de la plage Napoléon, à Port Saint Louis du Rhône, prévoit la construction de trois éoliennes Siemens de 8 MW chacune.

1.4.1.5.3 EDF Énergies Nouvelles

Hors hydraulique, l'engagement du groupe EDF en matière d'énergies renouvelables est porté principalement par sa filiale à 100 % EDF Énergies Nouvelles (EDF EN). L'ensemble des sociétés du groupe EDF EN employait 3 482 personnes au 31 décembre 2017.

EDF EN dispose de l'expertise qui lui permet d'assurer le développement du groupe EDF dans les énergies renouvelables, en particulier dans les domaines de l'éolien, du solaire photovoltaïque et du stockage d'électricité. À fin 2017 le portefeuille de projets représente 22,4 GW, dont 20,6 GW de projets hors capacités en construction. EDF EN figure parmi les acteurs de référence de la production d'électricité issue des nouvelles énergies renouvelables, notamment dans ses principales zones d'implantation que sont l'Amérique du Nord et l'Europe.

EDF EN est un producteur d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables, qui intervient sur l'ensemble de la chaîne de valeur. Ainsi, EDF EN est actif en amont dans le développement de projets, puis dans la construction de centrales électriques et enfin dans l'exploitation et la maintenance des centrales construites, chacune de ces activités pouvant être exercée pour compte propre ou pour compte de tiers.

Dans le cadre de son activité de développement de projet, le Groupe exerce une activité de développement-vente d'actifs structurés (DVAS), qui consiste à céder, en tout ou partie, des projets qu'elle a construits, à des tiers intéressés par ces actifs d'infrastructure. À ce titre, la capacité nette cédée sur l'année 2017 s'est élevée à 255,2 MW.

A côté d'un développement centré sur l'éolien et le solaire photovoltaïque (qui représentent environ 97,6 % de ses capacités nettes installées), EDF EN est également présent sur d'autres filières d'énergies renouvelables, principalement les

énergies de la mer et le stockage de l'électricité. Enfin, EDF EN est présent dans le secteur des énergies renouvelables réparties (solaire en toiture) sur le marché des particuliers et des clients entreprises.

Environ 85 % du chiffre d'affaires lié à la production électrique des actifs consolidés par intégration globale n'est pas exposé au risque marché, grâce à des contrats long terme ou à d'autres mécanismes de soutien aux énergies renouvelables. Les contrats long terme ont une durée de vie résiduelles moyenne d'environ 13 ans⁽¹⁾. 77 % des actifs (en MW) d'EDF EN consolidés en intégration globale, toutes filières et tous pays confondus, bénéficient de contrats avec obligation d'achat.

Historiquement, EDF EN s'était principalement développé sur deux zones géographiques : l'Europe et l'Amérique du Nord (États-Unis, Canada et Mexique).

Depuis 2012, le Groupe a également pris position dans de nouveaux pays à fort potentiel pour le développement des énergies renouvelables, tels que le Brésil, le Chili, l'Inde, la Chine, les régions du Golfe, Israël et l'Afrique du Sud.

Poursuivant sa croissance, EDF EN s'est ouvert en 2017 à de nouvelles perspectives avec son entrée aux Emirats Arabes Unis et en Egypte.

Au 31 décembre 2017, EDF EN dispose d'une capacité installée brute de 11 787,1 MW, d'une capacité installée nette de 7 819,1 MW et de 1 875,6 MW bruts en cours de construction.

(1) D'après estimations du budget 2018 sur les actifs consolidés en intégration globale.

CAPACITÉS INSTALLÉES PAR FILIÈRE ET PAR PAYS

(en MW)	Au 31/12/2017		Au 31/12/2016	
	Brute ⁽¹⁾	Nette ⁽²⁾	Brute ⁽¹⁾	Nette ⁽²⁾
Éolien				
États-Unis	3 589,5	2 667,5	3 235,5	2 426,0
France	1 449,2	1 118,2	1 104,3	817,9
Royaume-Uni ⁽³⁾	731,8	262,5	656,4	241,5
Turquie	661,6	267,4	649,8	264,5
Portugal	534,7	199,1	534,7	186,7
Canada	724,7	588,4	500,2	476,2
Mexique	391,5	229,5	391,5	229,5
Italie	424,2	290,1	384,4	264,9
Belgique ⁽⁴⁾	325,2	26,9	325,2	26,9
Grèce	264,5	238,2	264,5	238,2
Chine	198,4	85,9	174,0	66,4
Afrique du Sud	107,6	54,2	107,6	54,2
Maroc	50,4	50,4	-	-
Pologne	106,0	106,0	106,0	106,0
Inde	164,0	82,0	52,0	26,0
Brésil	66,0	66,0	-	-
Danemark	6,0	6,0	6,0	6,0
Allemagne	151,3	149,3	3,0	3,0
TOTAL ÉOLIEN ⁽⁵⁾	9 946,4	6 487,7	8 495,1	5 433,8
Solaire				
France	233,1	177,0	209,2	153,1
États-Unis	394,0	322,4	160,3	88,7
Énergies réparties (France)	78,3	51,8	81,9	53,8
Israël	193,5	99,2	158,5	108,7
Inde	207,0	81,3	120	60
Italie	76,9	74,3	76,9	74,3
Espagne	-	-	57,4	46,9
Canada	23,4	23,4	23,4	23,4
Grèce	12,1	12,1	12,1	12,1
Brésil	283,6	226,9	-	-
Chili	146,0	73,0	-	-
TOTAL SOLAIRE ⁽⁵⁾	1 647,9	1 141,5	899,7	620,9
Autres filières				
Hydraulique	62,8	60,0	62,8	60,0
Biogaz	70,0	70,0	70,0	70,0
Biomasse	40,0	40,0	66,0	58,2
Stockage	20,0	20,0	20,0	20,0
TOTAL AUTRES FILIÈRES ⁽⁵⁾	192,8	190	218,8	208,2
TOTAL ⁽⁵⁾	11 787,1	7 819,1	9 613,5	6 262,9

(1) Capacité brute : capacité totale des parcs dans lesquels EDF EN est actionnaire.

(2) Capacité nette : capacité correspondant à la part du capital détenue par EDF EN.

(3) EDF EN détient 50 % d'EDF Energy Renewables (les autres 50 % étant détenus par EDF Energy).

(4) Il s'agit de mégawatts en éolien offshore exclusivement.

(5) Ces valeurs correspondent à l'expression à une décimale de la somme des valeurs précises, compte tenu des arrondis.

En 2017, la production électrique des parcs d'EDF Énergies Nouvelles consolidés en intégration globale, toutes filières et tous pays confondus, a été de 12 560 GWh. Le facteur de charge à fin 2017 atteint 31 % dans l'éolien *onshore*, et 16 % dans le solaire.

Filière éolienne

Éolien terrestre (*onshore*)

Au cours de l'année 2017, EDF EN a poursuivi activement son développement dans l'éolien terrestre en faisant l'acquisition d'une part majoritaire de la société Futuren, société spécialisée dans l'éolien terrestre présente en France, en Allemagne, au

Maroc et en Italie, et qui se concentre sur les métiers de développement (plus de 188 MW de projets en mai 2017), d'exploitation pour compte propre (390,3 MW de capacités brutes) et d'exploitation pour compte de tiers (357 MW de capacités sous gestion).

EDF EN a augmenté de 1 409,8 MW bruts ses capacités de production éolienne, totalisant ainsi, 9 511,7 MW bruts d'éolien terrestre en exploitation à fin 2017.

Les mises en service de parcs éoliens terrestres ont atteint sur l'année 2017 le chiffre de 1 018,6 MW bruts, et au total les parcs éoliens terrestres en cours de construction représentent 884,1 MW bruts au 31 décembre 2017.

France

L'année 2017 a été marquée en France par la mise en service du parc éolien de Montagne Ardéchoise, le plus puissant parc éolien de la Région Auvergne-Rhône-Alpes, situé sur six communes du département de l'Ardèche, avec une puissance installée de 66,5 MW, dont 57,5 MW détenus par EDF EN.

Plusieurs autres parcs éoliens ont également été mis en service au cours de l'année : les 4 Vallées 3 (16 MW), Belfays (20 MW), Carnoye (19,8 MW) et Champagne Picarde (72,6 MW).

Plusieurs parcs éoliens sont en construction : les parcs éoliens d'Espiers (18 MW) et Guilleville (17,7 MW), Les Taillades (27,2 MW) et Clanlieu (18 MW), ainsi que la dernière tranche du parc éolien de Montagne Ardéchoise (7,1 MW).

Par ailleurs, EDF EN et Arkolia, entreprise héraultaise spécialisée dans la méthanisation, le solaire et l'éolien, ont scellé un partenariat pour poursuivre le développement, la construction et l'exploitation de deux projets éoliens de 84 MW en région Occitanie. Dans ce cadre, EDF EN et Arkolia ont acquis, à parts égales, les participations du groupe IDEX dans le projet éolien du Haut Dourdou (57 MW) situé dans le département de l'Aveyron et le projet éolien de Croix de Bor (27 MW) situé dans le département de la Lozère, qui sont en phase de développement avancé.

Futur en quant à lui démarré la construction du parc éolien de Demange (19,8 MW), situé sur la commune de Demange-aux-Eaux dans le département de la Meuse, auquel s'ajoute le parc éolien de Courant-Nachamps (21 MW) en construction au moment de l'acquisition.

En intégrant les capacités de Futur en, EDF EN atteint ainsi 1 449,2 MW bruts installés d'éolien en France au 31 décembre 2017, auxquels s'ajoutent 128,8 MW d'éolien terrestre en cours de construction.

Royaume-Uni

Les capacités exploitées par EDF Energy Renewable (*joint venture* 50/50 avec EDF Energy) à fin 2017 totalisent 628,3 MW bruts d'éolien (soit 190 MW nets).

En 2017, EDF Energy Renewable a mis en service le parc éolien de Beckburn (31,1 MW) et a poursuivi la construction du parc éolien de Dorenell en Ecosse (177 MW).

Par ailleurs, EDF Energy Renewable a acquis 11 projets de parcs éoliens en développement situés en Ecosse, d'une capacité potentielle de 600 MW.

EDF Energy Renewable a également cédé 80 % de deux filiales, propriétaires des parcs éoliens Bicker (10,4 MW) et Fenlands (27,2 MW).

Allemagne

Suite à l'acquisition de Futur en qui détient des capacités installées dans ce pays, le Groupe atteint 151,3 MW bruts installés d'éolien en Allemagne au 31 décembre 2017.

EDF EN a par ailleurs lancé le *repowering* du parc éolien Eckölstadt (34,5 MW).

Italie

Suite à l'acquisition de Futur en qui détient également des capacités installées dans ce pays, le Groupe atteint 424,2 MW bruts installés d'éolien en Italie au 31 décembre 2017.

Portugal

L'extension de la phase 2 du parc éolien d'Arada (11,8 MW) a été mise en construction en 2017. À ce jour, le Groupe exploite 534,7 MW bruts de capacité éolienne dans ce pays.

Turquie

En 2017, EDF EN a mis en service le parc de Samurlu 3 (9,4 MW) et de Kozbeyili 3 (2,4 MW). À ce jour, EDF EN a installé 661,6 MW bruts de capacité éolienne dans le pays.

Afrique du Sud

En Afrique du Sud, EDF EN exploite trois parcs éoliens remportés dans le cadre d'appel d'offres gouvernementaux, pour une capacité totale de 107,6 MW bruts.

États-Unis

Le Groupe est présent aux États-Unis par le biais d'EDF Renewable Energy (EDF RE), producteur indépendant d'énergies renouvelables, et filiale à 100 % d'EDF EN.

Fin 2017, EDF RE atteignait une capacité installée de 3 589,5 MW bruts (ou 2 667,5 MW nets) dans l'éolien terrestre.

Sur l'année, EDF RE a mis en service aux États-Unis les parcs éoliens de Red Pine (200 MW) et de Rock Falls (154 MW) pour lequel il a signé un contrat de fourniture

d'électricité dite « virtuelle » avec Kimberly Clark Corporation, portant sur 120 des 154 MW du projet. Il a également mis en construction les parcs de Copenhagen (80 MW) et de Stoneray (100 MW). EDF RE a d'autre part signé avec Google, filiale d'Alphabet, un contrat portant sur la fourniture de 200 MW de capacité installée, générée par le projet éolien de Glacier Edge à construire dans l'État de l'Iowa.

Par ailleurs, 112,5 MW ont été cédés avec la vente de 50 % du parc éolien Great Western.

Canada

Fin 2017, la capacité installée éolienne totale du Groupe au Canada atteint 724,7 MW bruts (ou 588,4 MW nets).

Le projet Nicolas Riou (224,5 MW) situé au Québec dans la région du Bas-Saint-Laurent, remporté suite à un appel d'offres en 2013, a été mis en service. Il est codétenu à 50 % par EDF EN Canada, à 33 % par la Régie intermunicipale de l'énergie du Bas-Saint-Laurent, une société appartenant à l'ensemble des Municipalités Régionales de Comtés du Bas-Saint-Laurent, ainsi qu'à la Première Nation Malécite de Viger, et à 17 % par la Régie intermunicipale de l'énergie Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine.

Mexique

Fin 2017, la capacité installée éolienne totale du Groupe au Mexique atteint 391,5 MW bruts (ou 229,5 MW nets).

Chine

En 2017, la filiale d'EDF EN UPC AWM a lancé la construction du parc éolien Kangping II et III (96 MW). Le parc éolien Feicheng I a été partiellement mis en service (24,4 MW), les 25,1 MW restants étant en construction.

Fin 2017, la capacité installée éolienne totale du Groupe en Chine atteint ainsi 198,4 MW bruts (ou 85,9 MW nets).

Inde

En Inde, SITAC Wind Management and Development, société spécialisée dans l'éolien détenue à parité par EDF EN et le groupe SITAC, a mis en service en 2017 trois parcs éoliens situés dans l'État du Gujarat : G1.2 Sukavala (64 MW), G2 Pipartoda (26 MW) et G4 Raipar (22 MW), portant la capacité installée du Groupe à 164 MW bruts (82 MW nets).

Brésil

En 2017, EDF EN Do Brasil a mis en service la centrale éolienne Ventos de Bahia (66,0 MW) située dans l'État de Bahia.

Par ailleurs, la Société a mis en construction son projet Ventos de Bahia II, pour lequel un contrat de fourniture d'électricité long terme de 116 MW sur 20 ans avait été remporté fin 2015 dans le cadre d'une enchère fédérale de réserve.

Chili

Le premier parc éolien d'EDF EN Chile, Cabo Leones 1, est actuellement en cours de construction pour une capacité de 115,0 MW bruts.

Maroc

Au Maroc, EDF EN poursuit le développement du parc éolien de Taza (150 MW).

Suite à l'acquisition de Futur en présente également au Maroc, la capacité installée éolienne totale du Groupe dans ce pays atteint 50,4 MW bruts.

Éolien en mer (*offshore*)

L'éolien *offshore* représente pour EDF EN dans les années à venir un axe de développement. En France, trois projets ont été remportés en 2012 suite à l'appel d'offres lancé par l'État, à savoir les parcs éoliens en mer de Fécamp, Saint-Nazaire et Calvados. Ils totalisent une capacité totale de 1 428 MW et représentent un investissement total d'environ 6 milliards d'euros. L'ensemble des demandes d'autorisation a été accordé pour ces trois projets. Cependant, des recours ont été déposés sur chacun des trois parcs, repoussant les dates initialement envisagées pour la décision d'investissement. En 2016, un partenariat avec le canadien Enbridge (en remplacement de DONG Energy) a été conclu pour développer, construire et exploiter les trois parcs en co-contrôle à 50-50. En 2017, EDF EN a poursuivi le développement de ces trois projets.

En 2017, au Royaume-Uni, EDF EN a mis en service le parc éolien en mer pilote de Blyth (41,5 MW), au nord-est de l'Angleterre. Ce projet innovant a permis de tester et d'employer pour la première fois des méthodes et technologies nouvelles sur des parcs éoliens en mer : turbines MHI Vestas de 8,3 MW parmi les plus puissantes utilisées sur un parc éolien en mer, méthode d'installation des fondations gravitaires par « flottaison et submersion », emploi de câbles d'interconnexion sous-marins de 66 kV).

Filière solaire photovoltaïque

EDF EN a poursuivi son développement dans le solaire photovoltaïque, qui constitue son deuxième axe de développement. À fin 2017, la capacité solaire installée s'élève à 1 647,9 MWC bruts (1 141,5 MWC nets), en augmentation de 520,6 MWC nets, soit près de 85 %, par rapport à fin 2016. EDF EN dispose par ailleurs d'un portefeuille de projets solaires en cours de construction de 712,4 MWC bruts.

France

En 2017, EDF EN a mis en service en région Provence-Alpes-Côte d'Azur la centrale photovoltaïque de Fossette (12 MWC), réalisée sur des terrains d'ArcelorMittal situés au sein du complexe industrialo-portuaire de Fos-Sur-Mer.

EDF EN a également mis en service la centrale photovoltaïque du Fouilloux (11,9 MWC).

Par ailleurs, fin 2017, le Groupe a lancé le Plan Solaire, ayant pour objectif de développer et construire sur la période 2020-2035, 30 GWc de projets solaires photovoltaïques en France, en complément de ses autres activités de développement des énergies renouvelables en France et à l'international.

Espagne

Suite à la cession des centrales photovoltaïques d'une puissance totale de 46,9 MW nets et de la centrale biomasse Lucena (18,2 MW nets) intervenues en 2017, le Groupe ne détient plus de capacité installée solaire en Espagne.

Amérique du Nord (Etats Unis et Canada)

EDF RE a lancé en 2017 la construction des centrales solaires de Pecan (111,3 MWC) et de Gutenberg (118,8 MWC).

EDF RE a également mis en service en 2017 la centrale solaire Switch, d'une puissance de 234 MWC située en Californie.

EDF RE a par ailleurs signé un nouveau contrat de fourniture d'électricité (PPA) avec MCE (Marin Clean Energy) pour le projet solaire Desert Harvest (150 MWac) dans le sud de l'État de Californie.

Sur la zone Amérique du Nord, le Groupe dispose d'un total de 417,4 MWC bruts de capacité solaire photovoltaïque installée.

Inde

En 2017, EDEN, la filiale commune créée en 2016 par EDF Énergies Nouvelles et EREN Renewable Energy pour porter les activités solaires photovoltaïques des deux partenaires en Inde, a mis en service trois centrales solaires d'une puissance cumulée de 87 MWC, dont deux sont situées dans l'État de l'Uttarakhand (les centrales UTT1 et UTT 2, d'une capacité unitaire de 36 MWC) et une dans le Madhya Pradesh (la centrale Semli Avengers d'une puissance de 15 MWC), portant les capacités solaires en exploitation d'EDF EN en Inde à 207 MWC bruts.

Israël

EDF EN Israël a lancé la construction de six projets photovoltaïques : les projets Mashabai Sadeh (60 MWC), Melfasim 2 (13 MWC), Peduyim (13 MWC), Kfar Maimon (6,5 MWC), Bitcha (6,5 MWC) et Geffen (6 MWC). La société a également mis en service le projet photovoltaïque Ashalim (35 MWC). EDF EN Israel a par ailleurs cédé des parts minoritaires dans les centrales photovoltaïques Mitzpe Ramon, Zmorot et Ketura pour un total de 27 MW. Le Groupe exploite ainsi 193,5 MWC bruts de capacité solaire installée en Israël.

Chili

En 2017, EDF EN Chile a mis en service la centrale photovoltaïque de Boléro (Laberinto) située dans le désert d'Atacama d'une puissance de 146 MWC. Le groupe EDF a par ailleurs poursuivi la construction du projet Santiago Solar (115 MWC), situé au nord de la capitale chilienne.

Brésil

EDF Énergies Nouvelles a investi dans le solaire au Brésil grâce à l'acquisition de 80 % du projet de Pirapora I (191 MWC), dans le sud-est du pays, auprès de Canadian Solar Inc., développeur et fabricant de panneaux photovoltaïques.

En 2017, EDF EN do Brasil a poursuivi son développement au Brésil en se portant acquéreur des projets de centrales photovoltaïques de Pirapora II (114,9 MWC) et Pirapora III (92,6 MWC) à hauteur de 80 % auprès de Canadian Solar Inc, qui reste actionnaire des projets à hauteur de 20 % et assure la fabrication des panneaux photovoltaïques dans son usine locale. Ces trois projets, qui sont situés dans la

même zone, constitueront l'installation photovoltaïque la plus puissante d'Amérique latine avec une capacité totale d'environ 400 MWC. Une majeure partie de ce complexe solaire photovoltaïque de Pirapora a été mise en service en 2017 (283,6 MWC). Pirapora II est en cours de construction.

Mexique

Au Mexique, le Groupe a fait son entrée dans le solaire en remportant en 2016 le projet Bluemex d'une puissance de 111 MWC, dans le cadre d'un appel d'offres national. Située dans l'état de Sonora, la future centrale, dont la construction a été lancée en 2017, est composée de cellules photovoltaïques bifaces et bénéficie d'un tarif fixe sur une période de 15 ans.

Emirats Arabes Unis - Dubaï

En 2017, EDF EN s'est allié au consortium mené par Masdar pour développer la troisième phase du parc solaire Mohammed bin Rashid Al Maktoum de 800 MWac (excédant 1 GWc), qui est développé en partenariat avec Dubai Electricity and Water Authority (DEWA) à Dubaï.

Ce projet, qui s'étend sur 16 km², représentera la centrale photovoltaïque la plus grande de ce type dans le monde et générera environ 2,5 millions de MWh d'électricité par an. La centrale sera mise en service en trois phases, dont la phase A de 266 MWC est actuellement en cours de construction. Le consortium a par ailleurs finalisé le financement du projet, qui se caractérise par une structure financière sophistiquée et composée de sept institutions incluant un financement islamique.

Egypte

EDF EN fait son entrée en Egypte en s'associant au groupe Elsewedy Electric, en vue de développer, construire et exploiter deux centrales photovoltaïques d'une puissance installée totale de 100 MWac. Situés dans le Sud de l'Egypte, ces deux projets font partie du complexe solaire de Benban de 1,8 GWac et sont assortis d'un contrat de vente d'électricité (PPA) d'une durée de 25 ans avec la société égyptienne de transport de l'électricité EETC.

Filière exploitation et maintenance

EDF EN, en sa qualité d'acteur intégré, assure l'exploitation et la maintenance de la plupart de ses installations, aussi bien éoliennes que solaires. Cette activité, dédiée en priorité aux actifs du groupe EDF, a pris un essor important et est également exercée pour compte de tiers. Dans le monde, EDF EN exploite 14 GW à fin décembre 2017 avec près de 1 300 experts, ingénieurs et techniciens répartis sur onze pays, et affiche une ambition de croissance d'environ 30 % dans cette activité à l'horizon de 2020. EDF EN est un acteur historique de l'exploitation-maintenance sur l'Amérique du Nord, où elle gère près de 10 GW. Ses positions se sont renforcées en Europe et dans le reste du monde (démarrage au Chili) pour dépasser les 4 GW à fin 2017.

La croissance de cette activité est rythmée par la mise en service de nouveaux parcs et par la stratégie d'exploitation définie au cas par cas en fonction des technologies et des régions. L'objectif est de rechercher une efficacité maximale sur chaque parc, en lien avec les constructeurs de matériels, sur toute la durée de vie, prévue ou étendue.

Dans ce but, EDF EN s'est récemment doté d'un centre de supervision de la maintenance prédictive (e-Diagnostic Center), s'appuyant sur des expertises spécifiques internes centralisées et coordonnées avec la R&D du groupe EDF. Ce centre vient compléter le dispositif de suivi et de conduite à distance des parcs constitué de trois centres de supervision en temps réels situés en France à Colombiers, en Allemagne à Emden et en Californie à San Diego.

En 2017, EDF EN a acquis, via sa filiale Reetec GmbH, la société allemande *Off-shore Wind Solutions GmbH* (OWS) spécialisée dans l'exploitation-maintenance de parcs éoliens en mer. La société OWS assure ainsi l'exploitation et la maintenance du parc éolien en mer de BARD Offshore 1 (400 MW), situé à 95 km des côtes allemandes en Mer du Nord. Cette acquisition s'est accompagnée du renouvellement du contrat de maintenance de l'installation en mer, pour une durée de 10 ans, avec son propriétaire Ocean Breeze Energy.

Par ailleurs, EDF EN a créé plusieurs centres de maintenance en Europe en 2017 : en Italie, en Pologne, en Belgique, en Allemagne et en France. Ces antennes d'exploitation-maintenance sont destinées à positionner les équipes d'intervention au plus près des parcs éoliens ou solaires, afin d'intervenir plus rapidement pour garantir la performance des ouvrages.

Filière des énergies réparties

EDF Énergies Nouvelles Réparties (EDF ENR) est détenue à 100 % par EDF EN. EDF ENR est aujourd'hui un acteur intégré de la production photovoltaïque décentralisée et assure la conception, la réalisation et l'exploitation-maintenance des installations en toiture. Ainsi, EDF ENR Solaire, filiale détenue à 100 %, commercialise et installe des offres solaires photovoltaïques en France, chez des clients particuliers et chez les professionnels et les collectivités.

Un an après avoir pris le virage de l'autoconsommation d'électricité avec l'offre « Mon soleil et moi » destinée à l'habitat individuel des particuliers, EDF ENR Solaire a également lancé en 2017 l'offre « Notre soleil et nous » à destination des copropriétés, bailleurs sociaux et de tous types de logements verticaux qui souhaitent produire et consommer leur propre électricité.

Par ailleurs, EDF ENR est présent dans l'amont de la filière. La Société détient 100 % d'EDF ENR PWT (marque Photowatt), qui conçoit et fabrique des modules photovoltaïques en s'appuyant sur la technologie du silicium cristallin, pour différents types d'application, de l'équipement résidentiel aux centrales au sol. Photowatt a annoncé début 2018 un projet de développement qui reposerait sur un nouveau modèle industriel d'une part, et sur le déploiement de ses activités de R&D d'autre part. Ce projet de nouveau modèle industriel consiste en la création d'une nouvelle société dénommée Photowatt Crystal Advanced, spécialisée dans la production bas carbone de lingots et de plaquettes de silicium (« wafers ») de haute technologie, et détenue à 60 % par Photowatt, à 30 % par Canadian Solar Inc. - un des leaders mondiaux de la fabrication de panneaux solaires - et à 10 % par ECM Greentech, société grenobloise qui a développé une technologie innovante de cristallisation du silicium avec l'Institut National de l'Énergie Solaire (INES). La capacité de production de cette nouvelle structure serait portée progressivement à plus de 500 MWC par an, contre 50 MWC actuellement sur le site historique de Photowatt, à Bourgoin-Jallieu (38) dans la région Auvergne-Rhône-Alpes. Par ailleurs et conjointement à ce projet d'entreprise commune, Photowatt se concentrerait sur ses activités de R&D, rebaptisées Photowatt Lab, en lien avec la R&D du groupe EDF et des centres de recherche comme l'INES ou l'Institut Photovoltaïque de l'Île-de-France, en vue de favoriser l'émergence de nouvelles solutions technologiques en matière de cellules et modules photovoltaïques, et de les tester dans des conditions préindustrielles.

Filière stockage

EDF ENR est l'actionnaire de contrôle d'EDF Store & Forecast, filiale à 100 % du groupe. EDF Store & Forecast, fondée en mars 2014, commercialise des solutions logicielles de prévision, de planification et de pilotage automatique optimisé de la production d'énergie renouvelable et du stockage.

Dans un contexte marqué par une croissance forte de la production d'énergies renouvelables et par la fermeture de grandes installations électriques, la technologie de stockage par batterie contribue à lisser la production du réseau électrique national. Le système de stockage peut être activé sur le réseau d'électricité pour répondre rapidement aux fluctuations. Dans ce contexte, par le biais de ses filiales, EDF EN développe des systèmes innovants de stockage aux États-Unis, au Royaume-Uni et en France.

En 2015, EDF EN avait annoncé la mise en service par sa filiale nord-américaine EDF RE d'un système innovant de stockage, combinant une batterie de stockage d'énergie et un logiciel de conduite informatisée. L'installation McHenry permet ainsi de fournir près de 20 MW de puissance (40 MW de capacité dynamique) et de piloter une réserve d'énergie pour stabiliser la fréquence du réseau électrique au niveau local.

En 2017, EDF EN a lancé la construction du système de stockage par batterie d'une puissance de 49 MW, à West Burton dans le Nottinghamshire au Royaume-Uni, dont elle avait remporté un contrat en 2016. Cette installation fera partie d'un système de régulation de la fréquence d'une capacité totale de 200 MW, qui sera déployé dans tout le pays. L'objectif est d'améliorer la stabilité du réseau électrique national.

Enfin, venant compléter la centrale photovoltaïque avec stockage sur batterie de Toucan (5 MWC), située en Guyane et en exploitation depuis 2015, le projet photovoltaïque de Toucan 2 (5 MWC) a été sélectionné en 2017 dans le cadre de l'appel d'offres CRE II, qui portait sur la réalisation et l'exploitation d'installations photovoltaïques de puissance supérieure à 100 kWc avec dispositif de stockage, situées dans les zones non interconnectées (ZNI).

Composée de plus d'une centaine de milliers de panneaux solaires, la future centrale Toucan 2 sera équipée d'un système de pilotage à distance des équipements électriques, développé par EDF Store & Forecast et EDF EN.

1.4.2 ACTIVITÉS DE COMMERCIALISATION

1.4.2.1 Présentation du marché en France

1.4.2.1.1 La demande

La consommation intérieure d'électricité de la France (y compris la Corse) au titre de l'exercice 2017 s'est élevée à 482 TWh⁽¹⁾, en baisse de 0,3 % par rapport à 2016. Corrigée de l'impact des aléas climatiques, elle est stable.

1.4.2.1.2 La concurrence

Depuis le 1^{er} juillet 2007, l'ouverture du marché français de la commercialisation d'électricité et de gaz est totale : chaque client peut choisir son fournisseur d'énergie. Il peut opter à tout moment et sans préavis pour une offre à prix de marché auprès du fournisseur de son choix.

Parmi les fournisseurs d'électricité sur le marché français, les principaux concurrents d'EDF sont Engie, E.ON (Uniper, SNET), Enel et Direct Énergie. Sur le marché du gaz et sur le segment des clients entreprises et collectivités locales, les autres principaux fournisseurs de gaz sont Tegaz, Eni, Gaz Natural, Gazprom, E.ON et Antargaz. Enfin, sur le marché du gaz et sur le segment des clients particuliers, on retrouve principalement les fournisseurs Engie, Direct Énergie et Eni.

Au 30 septembre 2017, selon la CRE⁽²⁾, les fournisseurs alternatifs – c'est-à-dire en dehors des fournisseurs historiques – disposaient d'une part de marché électricité en nombre de sites de 16,8 % sur le marché résidentiel et de 19,7 % sur le marché non résidentiel, et d'une part de marché gaz en nombre de sites de respectivement 25,3 % et 40,5 %.

La loi NOME de 2010 a fixé certaines règles en matière de commercialisation d'électricité et de gaz, dont les principales dispositions, aujourd'hui codifiées dans le Code de l'énergie, sont les suivantes :

- des tarifs réglementés de vente d'électricité et de gaz partiellement maintenus dans les conditions décrites pour l'électricité à la section 1.4.2.1.3 (« Les contrats aux tarifs réglementés de vente d'électricité ») ci-dessous ;
- un Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique (ARENH), mis en place au bénéfice des fournisseurs alternatifs et des gestionnaires des réseaux de distribution et de transport (voir section 1.4.3.3 « Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique (ARENH) »).

Pour approvisionner leurs clients, les fournisseurs alternatifs ont eu accès en 2017 à leurs propres capacités de production ainsi qu'au marché de gros de l'électricité et à l'ARENH pour environ 82 TWh. Au guichet de novembre 2017, ils ont souscrit 94,6 TWh pour l'année 2018.

1.4.2.1.3 Les contrats aux tarifs réglementés de vente d'électricité

L'accès aux tarifs réglementés d'électricité

Depuis l'entrée en vigueur de la loi NOME de 2010, la situation pour l'électricité, par catégorie de clients, est la suivante :

- consommateurs finals domestiques et non domestiques ayant souscrit pour leur(s) site(s) une puissance inférieure ou égale à 36 kVA : ces clients ont droit à des tarifs réglementés de vente. Ils peuvent ainsi opérer librement des allers-retours entre les tarifs réglementés et les offres de marché ;
- consommateurs finals domestiques et non domestiques ayant souscrit pour leur(s) site(s) une puissance supérieure à 36 kVA : depuis le 1^{er} janvier 2016, ces sites ne peuvent plus souscrire d'offre aux tarifs réglementés de vente, supprimés au 31 décembre 2015 ;
- consommateurs finals domestiques et non domestiques pour leur(s) site(s) situé(s) en zones non interconnectées au réseau métropolitain continental : ces clients ont droit aux tarifs réglementés ;

(1) Source : Bilan électrique 2017 publié par RTE.

(2) Source : Observatoire des marchés de la CRE ; données au 30 septembre 2017.

- à partir du 1^{er} janvier 2018, le tarif de première nécessité proposé depuis le 1^{er} janvier 2005 est remplacé par le dispositif du chèque énergie, mis en place après une expérimentation en 2016 et 2017 dans quatre départements (Ardèche, Aveyron, Côtes d'Armor et Pas-de-Calais).

Évolution du mode de fixation des tarifs réglementés d'électricité

Depuis le 8 décembre 2015 conformément à la loi NOME (article L. 337-4, L. 337-13 du Code de l'énergie), la CRE est en charge de transmettre aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie ses propositions motivées de Tarifs Réglementés de Vente d'électricité. L'absence d'opposition de ces derniers dans un délai de trois mois vaut approbation.

Le mouvement tarifaire de l'été 2017 a eu lieu conformément à ce processus : par décision du 27 juillet 2017 (publiée le 28 juillet 2017 au Journal Officiel), confirmant la délibération de la CRE du 6 juillet 2017, les tarifs réglementés Bleu Résidentiels et Non Résidentiels (HT) ont augmenté de + 1,7 % au 1^{er} août 2017. Par ailleurs, les tarifs ont également évolué au 1^{er} février 2018 de + 0,7 % pour le tarif Bleu Résidentiel, et de + 1,6 % pour le tarif Bleu Non Résidentiel.

1.4.2.1.4 Les contrats de fourniture d'électricité

En France, les clients sont libres de quitter à tout moment et sans préavis les tarifs réglementés de vente pour une offre proposée par tout fournisseur.

À l'exception des clients raccordés directement au réseau de transport, qui doivent impérativement souscrire des contrats distincts pour la fourniture et l'acheminement, tous les autres clients peuvent conclure un contrat unique avec le commercialisateur de leur choix pour la fourniture et l'acheminement de leur électricité.

Décision de la Cour d'Appel de Paris (gaz) et du Conseil d'État (électricité)

La Cour d'Appel de Paris, dans un arrêt rendu le 2 juin 2016, a jugé que la société GRDF (distributeur gaz) devait « supporter, au moins en partie, les coûts de gestion des prestations de services rendues par les fournisseurs » de gaz. Elle a aussi enjoint GRDF de conclure un avenant au contrat d'accès au réseau de distribution (CAD) prévoyant le versement à Direct Energie et ENI, sociétés requérantes, d'une « rémunération équitable et proportionnée au regard des coûts évités par le gestionnaire du réseau de distribution (GRD) ». Elle a, en outre, enjoint GRDF à verser, à titre rétroactif, à Direct Energie, une rémunération à compter de la signature du CAD, soit le 21 juin 2005.

Sur le fondement de cette décision et conformément au principe de non-discrimination, EDF a sollicité GRDF pour obtenir la rémunération des prestations réalisées pour le compte du gestionnaire de réseau gaz à compter de la signature du CAD.

Cette décision dans le domaine du gaz s'est accompagnée le 13 juillet 2016 dans le domaine de l'électricité de l'annulation par le Conseil d'État de la délibération de la CRE du 10 décembre 2014, qui rejetait la demande d'Engie de retirer la délibération de la CRE du 26 juillet 2012 relative à la gestion de clients en contrat unique, et qui avait mis en place un mécanisme de régulation asymétrique.

Le Conseil d'État a considéré que la rémunération des fournisseurs pour les tâches de gestion clientèle assurées pour le compte des gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité ou de gaz ne pouvait légalement être transitoire et limitée à certains fournisseurs.

Le 23 décembre 2016, la société Engie a assigné Enedis devant le Tribunal de commerce de Paris au sujet de la rémunération des fournisseurs au titre des coûts de gestion des clients en contrat unique. La procédure est en cours.

Après avoir lancé une étude externe fin 2016 pour évaluer les coûts relatifs aux prestations de gestion de clientèle effectuées par les fournisseurs pour le compte des GRD auprès des clients en contrat unique, la CRE a publié le 12 janvier 2017 une délibération, portant abrogation des délibérations portant communication du 26 juillet 2012 et du 3 mai 2016 relatives à la gestion des clients en contrats uniques, ainsi que le rapport final de l'étude. Après une consultation organisée au premier semestre 2017, la CRE a publié des délibérations définitives le 26 octobre 2017 définissant les modalités du commissionnement des fournisseurs ainsi que les coûts associés supportés par le TURPE. Le contenu des délibérations confirme le principe de commissionnement identique pour tous les fournisseurs commercialisant des offres de marché en contrat unique. Seuls les tarifs réglementés donneront lieu à un commissionnement légèrement inférieur (environ 2 € par point de livraison), cet écart se résorbant régulièrement jusqu'à disparaître à l'issue d'une période de 5 ans.

Pour la rémunération des charges de gestion de clientèle au titre du passé (avant le 1^{er} janvier 2017), la CRE fixe dans sa délibération un montant qu'elle considère comme un plafond qui peut être pris en compte par le TURPE.

La loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures et portant diverses dispositions relatives à l'énergie et à l'environnement a introduit dans le Code de l'énergie des dispositions qui valident, sous réserve des décisions de justice passées en force de chose jugée, les conventions relatives à l'accès aux réseaux conclues entre les gestionnaires de réseaux de distribution et les fournisseurs d'électricité et de gaz, en tant qu'elles seraient contestées par le moyen tiré de ce qu'elles imposent aux fournisseurs la gestion de clientèle pour le compte des gestionnaires de réseaux ou laissent à la charge des fournisseurs tout ou partie des coûts supportés par eux cette prestation antérieurement à l'entrée en vigueur de la dite loi. Cette disposition vise à écarter la possibilité pour les fournisseurs d'obtenir auprès des gestionnaires de réseaux une rémunération pour les prestations de gestion de clientèle réalisées par le passé.

Voir la section 2.4.2 « Procédures concernant les filiales et participations d'EDF ».

1.4.2.2 La Direction Commerce

EDF regroupe ses activités de commercialisation en France (hors outre-mer et Corse) au sein de la Direction Commerce.

1.4.2.2.1 Présentation et stratégie commerciale

EDF commercialise en France de l'énergie et des services à près de 25,4 millions de comptes client (hors outre-mer et Corse), soit presque 30,9 millions de sites.

Sur le marché de l'électricité, les ventes d'EDF se sont élevées en 2017 à presque 310 TWh, ce qui représente une part de marché de presque 68 %.

EDF propose des offres de fourniture de gaz destinées à tous ses segments de clientèle. En 2017, EDF a commercialisé 30,1 TWh de gaz (contre 27,7 TWh en 2016), ce qui représente une part de marché de 6,1 % auprès de plus de 1,4 million de clients. À la fin de l'année 2017, EDF fournissait du gaz à plus de 1,3 million de clients résidentiels (contre 1,2 million à fin 2016).

Au-delà des offres de fourniture d'électricité et de gaz, EDF accompagne ses clients en proposant des offres d'efficacité énergétique, notamment au travers des appels d'offres sur l'autoconsommation régulièrement lancés par la CRE. Par ailleurs, pour répondre aux attentes de ses clients et accompagner la révolution numérique en cours, EDF poursuit son vaste programme de digitalisation de ses offres et de sa relation client. Pour ce faire, le Groupe mobilise sa structure EDF Pulse Studio, véritable accélérateur d'innovations, qui accompagne les initiatives en s'appuyant sur l'écosystème interne et un réseau de partenaires externes. EDF dispose aussi de son « *Smart Lab* » dédié aux applications innovantes, par exemple dans le domaine de l'intelligence artificielle.

Le Groupe reste l'acteur de référence de l'innovation énergétique, au service et à l'écoute de ses clients. Il entend aussi, vis-à-vis des clients résidentiels, conjuguer le « bien-être durable dans l'habitat » avec une promesse économique et sociétale.

À titre d'exemple, les clients résidentiels peuvent ainsi souscrire à l'outil e.équilibre pour être accompagnés dans leurs actions visant à réduire leur consommation d'énergie.

Le lancement des offres de la filiale Sowe, seul acteur du marché français à associer la vente d'énergies à une station connectée, permet d'élargir la gamme d'offres du Groupe pour les clients résidentiels. Pour les clients entreprises et collectivités, le Groupe poursuit l'élargissement de sa gamme d'offres de télé-suivi et de télé-analyse des consommations, jusqu'au pilotage des usages énergétiques.

Mis en place en 2006, le dispositif des certificats d'économies d'énergie (CEE) a évolué au 1^{er} janvier 2015 afin notamment de contribuer à l'atteinte des objectifs fixés par la directive du 25 octobre 2012 relative à l'efficacité énergétique : l'obligation nationale pour la troisième période (2015-2017) était fixée à 700 TWhc, doublée par rapport à la deuxième période. Le renforcement du dispositif a été décidé en 2017, avec un objectif national d'économies d'énergie pour les années 2018 à 2020 d'environ 1 600 TWhc, dont 400 TWhc au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique.

En outre, EDF se positionne comme un acteur majeur de la transition énergétique par son action territoriale visible et durable. Il s'engage dans la promotion des futurs systèmes électriques intelligents, et expérimente ainsi des offres de services en participant à la conception et à l'exploitation de démonstrateurs de solutions électriques innovantes, aux côtés des principaux acteurs, collectivités,

équipementiers, opérateurs de télécommunication, industriels et académiques sur différents territoires.

Le groupe EDF souhaite être le partenaire de référence des territoires dans la transition énergétique, et les accompagne dans leurs projets d'efficacité énergétique de production d'énergies renouvelables locales ainsi que de développement d'éco-quartiers. Il est aussi investi dans le développement de la mobilité électrique via sa filiale Sodetrel.

1.4.2.2.2 L'activité par catégorie de clients

1.4.2.2.2.1 Les clients Particuliers

À fin décembre 2017, EDF compte en France 25,6 millions de sites résidentiels en électricité et plus de 1,3 million de clients en gaz. Pour l'exercice 2017, le volume de ses ventes s'élève à 127,7 TWh d'électricité et 13 TWh de gaz naturel.

EDF innove pour être le partenaire du bien-être durable dans l'habitat auprès de ses clients. Ce positionnement traduit l'importance pour EDF d'accompagner ces derniers dans leur confort et dans les économies d'énergie. Après un contact avec EDF, près de 9 clients sur 10 sont satisfaits de la relation, quels que soient le canal ou le motif de contact. L'expérience client proposée, sous-tendue par une dynamique d'innovation, est à la fois numérique et très humaine. Aujourd'hui, presque 13,5 millions d'espaces client sont actifs, et près de 5 000 conseillers, tous basés en France, sont à leur écoute.

La fourniture d'énergies

EDF fournit de l'électricité aux tarifs réglementés de vente. Par ailleurs, EDF a lancé « Vert Electrique », une nouvelle gamme d'offres de marché ayant pour objectifs de proposer une électricité d'origine renouvelable ainsi que des offres adaptées aux nouveaux usages de l'électricité. Deux offres sont commercialisées depuis le 16 octobre 2017 : « Vert Electrique » pour de l'électricité verte avec une haute qualité de service, et « Vert Electrique Week-end » pour aller plus loin et faire des économies en déplaçant sa consommation de la semaine vers le week-end. Cette gamme devrait ultérieurement être enrichie de nouvelles offres innovantes.

Par ailleurs, EDF compte plus de 1,3 million de clients fournis en gaz naturel en offre de marché. En complément de l'offre « Avantage Gaz » qui propose un prix du kWh (hors taxes) fixe pendant quatre ans, avec une possibilité de baisse en fonction du prix du tarif réglementé de vente gaz (dans la limite de 7 % de baisse sur quatre ans), deux nouvelles offres ont été lancées en 2017. « Avantage gaz durable », en plus des caractéristiques de l'offre « Avantage Gaz », propose ainsi une compensation carbone du gaz consommé (sur la base d'une consommation annuelle estimée) et le soutien à un programme de recherche sur le biogaz en France. « Avantage Gaz connecté » permet quant à elle aux clients de piloter leur chauffage à distance et ainsi d'améliorer leur confort grâce à l'achat d'un thermostat connecté.

Les fonctionnalités et les services

En 2017, EDF a enrichi, en partenariat avec AXA, la gamme d'assistance avec désormais 3 options proposées pour bénéficier d'un dépannage rapide : sur ses installations intérieures d'électricité et de gaz (option « Electricité et gaz »), sur les installations d'électricité, de gaz et d'eau ainsi qu'en cas de problèmes de plomberie ou serrurerie (option « Habitat »), et enfin sur ses équipements (option « Equipements »). EDF propose également, en partenariat avec AXA, l'offre « Assurénergie », qui permet au client de bénéficier d'un remboursement forfaitaire pour l'aider à payer ses factures d'énergie en cas de difficultés (perte d'emploi, arrêt de travail, hospitalisation, invalidité et décès)

En 2017, la solution digitale e.quilibre, accessible pour tous les clients disposant d'un espace client ou de l'application « EDF & moi », s'est enrichie de nouvelles fonctionnalités pour mieux comprendre et maîtriser sa consommation d'énergie. Ainsi, les clients équipés d'un compteur Linky bénéficient depuis le 1^{er} mars 2017, avec le « Fil d'Actu », d'une information quotidienne et personnalisée sur leur consommation d'énergie, comme leur consommation réelle exprimée en kWh et en euros, des éco-gestes adaptés ou encore une comparaison avec des foyers similaires. Ils ont désormais la possibilité de se fixer un objectif de consommation en euros, et ainsi d'être alertés en cas de dépassement. Enfin, ils peuvent visualiser sur un graphique, en plus des données mensuelles déjà disponibles, l'évolution de leur consommation quotidienne d'électricité en euros. Le consentement des clients est un préalable pour pouvoir accéder à leurs données et bénéficier de ces fonctionnalités.

Plus de 145 millions de visites ont été réalisées sur les sites Internet dédiés aux clients Particuliers et à l'application EDF & MOI sur 2017. Près de 5 millions d'applications EDF & Moi ont été téléchargées.

En complément de ces solutions digitales personnalisées, EDF propose des conseils d'économies d'énergie sur son site edf.fr, et dispose d'un réseau de « Partenaires

Solutions Habitat d'EDF » pour accompagner les clients Particuliers dans la rénovation énergétique de leur logement. Les clients peuvent aussi avoir accès à des solutions de financement auprès du partenaire financier d'EDF, Domofinance, pour faire réaliser leurs projets de rénovation énergétique.

Enfin, avec la plateforme en ligne Electriscare, les internautes bénéficient d'une aide dans le choix de leurs appareils électroménagers pour optimiser leur consommation d'électricité.

Enfin, EDF investit dans l'open innovation avec EDF Pulse&You, une plateforme numérique et collaborative de co-construction avec les clients et les *start-ups*. Depuis son lancement en mars 2016, 6 000 internautes sont impliqués dans le développement de projets innovants, sous la forme de projets à tester.

La production de certificats d'économies d'énergie (CEE)

Concernant les Particuliers, la production de CEE est issue de la rénovation énergétique de l'habitat reposant essentiellement sur un réseau de « Partenaires Solutions Habitat d'EDF » (voir aussi section 1.5.6.1 (« Réglementations générales en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité »)). En outre, depuis le site www.primè-energie.edf.fr, tous les Particuliers, peuvent directement recevoir une prime financière de la part d'EDF, après avoir réalisé des travaux d'efficacité énergétique à leur domicile et transmis les justificatifs demandés. EDF complète ainsi sa production de CEE pour la première fois à travers un modèle direct, en complément des partenariaux.

La politique de solidarité

La solidarité est au cœur des valeurs d'EDF, qui mène depuis près de 30 ans une politique dédiée aux clients démunis (voir sections 3.5.4 « Contribution à la lutte contre la précarité énergétique »).

1.4.2.2.2.2 Les clients du Marché d'affaires

EDF, sous ses marques EDF Entreprises et EDF Collectivités compte 1,6 million de clients. Les ventes d'électricité s'élèvent sur 2017 à 172,7 au tarif réglementé de vente ou à prix de marché, et les ventes de gaz naturel à 17,1.

L'action d'EDF pour ses clients Entreprises

EDF Entreprises accompagne les entreprises et les professionnels pour contribuer à leur performance énergétique, notamment en les aidant à réduire leur facture énergétique et à s'inscrire dans la transition énergétique. Cette action est au cœur de la stratégie du groupe EDF, notamment en favorisant le développement des services énergétiques.

Les offres d'EDF Entreprises

EDF Entreprises propose aux entreprises et professionnels des offres de fourniture d'électricité et des offres de fournitures de gaz compétitives et adaptées à leurs besoins. Des offres différentes sont proposées selon les attentes et modes de consommation des clients.

Les offres d'électricité proposées par EDF Entreprises permettent aux petites entreprises, très petites entreprises et professionnels d'optimiser leur approvisionnement en énergie avec des modalités simples de fonctionnement de leur contrat. Elles permettent à des clients ayant des consommations plus importantes de choisir la durée de leur engagement sur les prix proposés, en fonction de leurs attentes en matière de visibilité de leurs budgets. Enfin, EDF Entreprises est en capacité d'accompagner les clients ayant les plus fortes consommations avec des offres personnalisées selon la structure de leur consommation. Par ailleurs, pour les clients professionnels notamment, EDF Entreprises propose des offres garanties sur trois ans permettant de leur donner de la visibilité.

EDF Entreprises, à travers la structure de ses offres, incite ses clients à optimiser leurs consommations, en proposant une différenciation des prix des heures pleines et heures creuses, voire des prix d'été et des prix d'hiver pour les clients ayant des consommations plus importantes dans ces périodes de l'année.

EDF Entreprises propose à tous ses clients, et pour toutes ses offres, la possibilité de choisir une origine renouvelable pour l'électricité produite. Pour les PME et professionnels, il s'agit d'une offre spécifique, le contrat Énergie renouvelable, qui garantit une production d'électricité d'origine renouvelable pour 100 % de leur consommation et facilite la communication de ces consommateurs vers leurs propres clients sur leur engagement. En complément, EDF allouera 1 euro par mégawattheure facturé au financement de projets de recherche sur les énergies renouvelables ou le développement de nouvelles unités de production d'électricité d'origine renouvelable. Pour les plus grands clients, il s'agit d'une option qui leur

permet de choisir eux-mêmes la proportion de leur consommation couverte par des garanties d'origine, entre 20 % et 100 % de leur consommation.

EDF Entreprises dispose d'une gamme enrichie de produits à destination de tous ses clients en électricité ou gaz, grandes ou petites entreprises : suivi en ligne des consommations, dématérialisation des factures, assistance-dépannage, conseils (optimisation de la puissance souscrite, efficacité et réduction des dépenses énergétiques, etc.), notamment pour les clients souhaitant s'engager dans un système de *management* de l'énergie.

Pour être toujours au plus près des différentes attentes de ses clients, EDF a également mis en place des offres dédiées aux grands clients, avec non seulement des offres de fourniture d'électricité et de gaz sur mesure et des offres valorisant les capacités d'effacement de ses clients, mais aussi un accompagnement dans la maîtrise de leurs consommations d'énergie et de leurs émissions de CO₂ ainsi que le *trading* de CO₂ pour les entreprises soumises au plan national d'allocation des quotas (voir section 1.5.6.1 « Réglementations générales en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité »).

Enfin, pour accompagner ses clients dans la transition énergétique, EDF Entreprises s'engage à chaque contact aussi bien sur l'adéquation des offres aux besoins, que sur le suivi des demandes et sur l'information et les conseils proposés. En 2017, la satisfaction globale moyenne sur l'ensemble des segments de clients progresse de près de 10 points à un niveau de 88,7 % de clients satisfaits ou très satisfaits.

Satisfaction client

EDF Entreprises inclut dans ses objectifs la satisfaction de ses clients, qu'elle écoute et mesure à chaque contact aussi bien sur l'adéquation des offres aux besoins, que sur le suivi des demandes et sur l'information et les conseils proposés. En 2017, la satisfaction globale moyenne sur l'ensemble des segments de clients progresse de près de 10 points à un niveau de 88,7 % de clients satisfaits ou très satisfaits.

L'action d'EDF auprès des clients collectivités territoriales, bailleurs sociaux, Entreprises Locales de Distribution (ELD) et tertiaire public

Dans le contexte de réforme territoriale et de transition énergétique, EDF répond de manière adaptée aux besoins des collectivités et établissements publics à décision décentralisée (hôpitaux, universités et grandes écoles, chambres de commerce et d'industrie, CROUS, ports et aéroports).

Le groupe EDF agit pour ces clients dans cinq domaines :

- en tant qu'opérateur du secteur concurrentiel :
 - la fourniture d'électricité et de gaz à prix de marché, répondant à leurs problématiques énergétiques (proposition d'offres et de solutions adaptées aux besoins décrits dans les appels d'offres),
 - le développement d'offres et de services en matière de transition énergétique : Plan Climat Air Énergie Territorial, éco-quartiers, production locale, éclairage public, mobilité électrique, efficacité énergétique des bâtiments, etc. ;
- au titre de ses missions de service public :
 - la signature des contrats de concession pour la mission de fourniture d'électricité au tarif réglementé de vente,
 - la fourniture d'électricité au tarif réglementé de vente,
 - la lutte contre la précarité énergétique.

En 2017, la satisfaction globale vis-à-vis d'EDF Collectivités progresse de 5 points pour se situer à 92 % de clients satisfaits ou très satisfaits.

Maîtrise de l'énergie auprès des clients collectivités

Des conventions sont signées avec des collectivités territoriales, portant sur la mise en œuvre de la transition énergétique sur leur territoire. Par ailleurs, les collectivités dotées de compétences dans le domaine de l'énergie, organisent sur leur territoire des actions spécifiques en matière de maîtrise de la demande d'énergie et d'énergies renouvelables. Un dispositif « Montant de charges » destiné aux bailleurs sociaux vise à améliorer l'efficacité énergétique des logements sociaux et permet à EDF de produire des CEE. En 2017, plus de 133 150 logements sociaux ont fait l'objet d'un accompagnement pour des travaux de rénovation.

1.4.2.2.3 Pour une ville et des territoires durables

Le développement énergétique des villes et des territoires est aujourd'hui naturellement associé à des objectifs de développement durable : impact environnemental, activité économique locale et précarité constituent des préoccupations majeures pour les collectivités locales.

1.4.2.2.4 Protection des données clients

La protection des données clients d'EDF est un axe fort du plan d'actions de la Direction Commerce en matière de sécurité du patrimoine et des systèmes d'informations.

Ces actions ainsi que leur suivi sont présentées annuellement au sein de l'instance de gouvernance du commercialisateur.

Une attention particulière est portée notamment à la mise en conformité réglementaire des traitements des données (GDPR « General Data Protection Regulation ») et aux actions de sensibilisation, en particulier auprès des *managers* d'entités. À titre illustratif, 12 actions de sensibilisation ont été menées en 2017, un accompagnement personnalisé a été réalisé auprès de 19 cadres dirigeants de la Direction Commerce.

Plus d'une dizaine de revues de vulnérabilités ont été réalisées en 2017, et des recettes de sécurité ont été régulièrement déployées afin de tester les vulnérabilités critiques des applications clients. Il en est de même sur les prestations externalisées qui font l'objet d'une analyse de risques spécifique.

Des mesures sont mises en œuvre pour protéger les données clients. Des consignes sont données régulièrement aux conseillers concernant la sécurité des données. Par ailleurs, un contrôle interne portant sur les habilitations aux systèmes d'information hébergeant les données clients est opéré chaque année. Il permet de s'assurer que seuls les salariés en charge de la relation clients ont accès aux données. Un soin particulier a également été porté à la mise en œuvre d'actions volontaristes pour réduire de nombre de réclamations clients sur le domaine « Informatiques & Libertés ». À titre d'exemple ont été mis en place un lien de désabonnement complet, une analyse régulière des remontées clients pour identifier les axes d'amélioration ainsi qu'une meilleure visibilité sur le centre de préférence client.

1.4.2.2.5 Les concessions de distribution publique d'électricité et de fourniture aux tarifs réglementés

Les concessions, objet du présent paragraphe, recouvrent deux missions de service public distinctes :

- le développement et l'exploitation des réseaux publics de distribution, de la responsabilité d'Enedis sur le territoire métropolitain continental, hors Entreprises locales de distribution (ELD) (voir section 1.4.4.2 « Distribution – Enedis ») et d'EDF dans les zones non interconnectées (ZNI) ;
- la fourniture d'électricité aux clients bénéficiaires des tarifs réglementés de vente raccordés aux réseaux publics de distribution, de la responsabilité d'EDF pour le territoire métropolitain continental, hors ELD, ainsi que pour les ZNI. Cette mission est assurée dans le respect des engagements des cahiers des charges de concession et des conditions générales de vente (conditions d'abonnement, conditions de paiement et de livraison, contractualisation, etc.).

Chaque contrat de concession en France métropolitaine continentale est cosigné par EDF, Enedis et l'autorité concédante, et concerne le territoire d'une commune ou d'un regroupement de communes. Les missions de service public concédées sont exécutées dans le cadre de 509 contrats de concession, dont 50 sont à l'échelle d'un département.

Sur la période 2014-2017, de nombreux contrats de concession ont été négociés et signés, notamment avec les syndicats d'énergie de Seine-et-Marne et du Vaucluse, la communauté d'agglomération du Douaisis, les villes de Melun, Tours et Toulon. Un avenant à son contrat de concession a été signé avec le Sipperec, syndicat qui regroupe plus de cent collectivités franciliennes, le 14 avril 2016, qui prolonge notamment la concession de dix ans. Ont été finalisées en 2017 plusieurs négociations contractuelles, en particulier avec Nice Côte d'Azur Métropole, la communauté urbaine du Grand Poitiers, le Syndicat départemental d'énergie du Cher et la ville de Draguignan (Var).

1. PRÉSENTATION DU GROUPE EDF

Description des activités du Groupe

L'année 2017 a été marquée par la poursuite et la finalisation des travaux relatifs à la rédaction d'un nouveau modèle national de contrat de concession menés avec les organisations nationales représentatives des autorités concédantes. Le nouveau modèle de contrat de concession a fait l'objet d'un accord le 21 décembre 2017 entre EDF, Enedis, la Fédération Nationale des Autorités concédantes et Régies (FNCCR) et France urbaine. L'activité à partir de 2018 sera marquée par les négociations dans les territoires pour renouveler les contrats de concession, notamment pour la vingtaine de concessions arrivant à échéance d'ici fin 2018. Une organisation et des outils ont été mis en place, notamment pour renouveler les contrats de concession, mobiliser les compétences tant nationales que régionales, professionnaliser les interlocuteurs EDF des concédants, élaborer et porter chaque année les comptes rendus d'activité de concession et répondre aux sollicitations de contrôle des autorités concédantes.

1.4.3 ACTIVITÉS D'OPTIMISATION ET TRADING

1.4.3.1 Rôle et activités de la Direction Optimisation Amont-Aval et Trading (DOAAT)

La DOAAT est en charge de la gestion de l'équilibre du portefeuille amont/aval électricité d'EDF, de l'optimisation et de la sécurisation de la marge brute électricité créée par ce portefeuille, ainsi que de la gestion des risques physiques et financiers associés.

La gestion de l'équilibre offre/demande électricité se décline jusqu'au temps réel, dans le cadre fixé par les politiques de risques extrêmes et de risques prix, élaborées conformément aux directives de la Direction du Contrôle des Risques du Groupe et validées par le Comité exécutif d'EDF (voir section 2.1.2 « Risques liés aux contextes concurrentiel et général »). Les aléas climatiques sont dimensionnants pour cette gestion. Ainsi, une baisse de la température de 1 °C en hiver entraîne une hausse de la consommation d'électricité en France de l'ordre de 2 400 MW⁽¹⁾ et le portefeuille d'EDF porte une grande partie de cette thermo-sensibilité. Par ailleurs, en fonction de l'hydraulicité, l'amplitude de production hydraulique au périmètre d'EDF entre deux années extrêmes peut atteindre une vingtaine de térawattheures. La DOAAT s'assure à tous les horizons de temps qu'elle dispose des marges suffisantes qui lui permettront de faire face à ses engagements dans la quasi-totalité des situations. Pour cela, elle pilote un ensemble de leviers d'action : programmation des opérations d'entretien des moyens de production (notamment nucléaires), gestion des stocks (combustibles fossiles, réserves hydrauliques et capacité d'effacements clients), achats et ventes sur les marchés de gros via EDF Trading, chargé de l'accès aux marchés pour le compte de la DOAAT (voir section 1.4.6.3 « Optimisation et trading : EDF Trading »). La DOAAT gère également l'exposition du portefeuille amont/aval d'EDF aux variations de prix des marchés de gros de l'énergie (électricité, gaz, charbon, produits pétroliers) et du marché des permis d'émission de CO₂, en s'appuyant sur EDF Trading.

Sur le périmètre d'EDF en France continentale, la DOAAT assure vis-à-vis de RTE le rôle de « responsable d'équilibre ». Dans ce cadre, EDF s'engage à compenser financièrement RTE en cas d'écart sur son périmètre d'équilibre. L'optimisation consiste à proposer à RTE un programme d'offre équilibré avec la demande, qui permette de minimiser le coût de fourniture des engagements contractuels d'EDF.

1.4.3.2 Contrats d'achat et de vente d'électricité de long terme

EDF entretient des relations commerciales au travers de contrats d'achat ou de vente d'énergie avec des opérateurs européens.

Ces contrats sont de plusieurs natures et confèrent :

- des droits à l'énergie produite par des installations, essentiellement nucléaires, dans lesquelles les contreparties détiennent une participation sur la durée d'exploitation de l'installation (voir section 1.4.1.1.1 « Le parc nucléaire d'EDF en France ») ;
- des droits de tirage pour une puissance électrique totalement ou partiellement garantie, d'une durée généralement comprise entre 15 et 25 ans.

(1) Source : RTE.

1.4.3.3 Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique (ARENH)

Mis en œuvre depuis le 1^{er} juillet 2011, le dispositif de l'ARENH est un droit pour les fournisseurs alternatifs d'acheter de l'électricité à EDF pour l'approvisionnement de leurs clients, après signature d'un accord-cadre, à un prix régulé et pour des volumes déterminés par la Commission de régulation de l'énergie (CRE). Ce dispositif est aussi accessible aux gestionnaires de réseaux pour leurs pertes. La CRE est chargée de la gestion du dispositif et du calcul des droits qu'elle notifie aux co-contractants. Ainsi, les fournisseurs qui souhaitent exercer leur droit à l'ARENH en font la demande auprès de la CRE, en transmettant les prévisions de consommation de leurs clients. Les prévisions détaillées, tout comme les droits calculés pour chaque fournisseur, ne sont connues que de la CRE et du fournisseur. Les paiements sont gérés par la Caisse des Dépôts.

Le prix de l'ARENH, déterminé par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie sur proposition de la CRE, est maintenu à 42 €/MWh depuis le 17 mai 2011. Il est réputé comprendre les certificats de capacité instaurés à compter de 2017.

L'arrêté du 14 novembre 2016 fait évoluer l'accord-cadre ARENH, notamment pour intégrer des dispositions liées à la mise en œuvre du mécanisme de capacité et encadrer les modalités de résiliation anticipée par les fournisseurs. L'accord-cadre révisé restreint cette possibilité de résiliation unilatérale en ne la rendant applicable qu'aux cas de modification du prix de l'ARENH de plus de 2 %, de modification substantielle de l'accord-cadre, ou d'évolution de la réglementation relative à l'ARENH affectant substantiellement et défavorablement l'équilibre des conditions d'approvisionnement de l'Acheteur.

En outre, le décret n°2017-369 du 21 mars 2017 relatif aux modalités d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique modifie certaines dispositions de la partie réglementaire du Code de l'énergie relatives à l'ARENH, afin notamment de préciser les conditions d'application de la « clause de monotonie ». Il permet ainsi de remédier aux cas non prévus par la précédente rédaction du Code de l'énergie, à savoir les situations d'absence d'accord-cadre ou d'absence de demande ARENH pour la période précédant la période en cours. Celles-ci sont désormais considérées comme des périodes de souscription à volumes nuls.

En 2017, EDF a fourni environ 82 TWh dans le cadre de l'ARENH à ses concurrents.

1.4.3.4 Périmètre d'équilibre dédié aux Obligations d'Achat et vente sur les marchés de gros

EDF est acheteur obligé de l'électricité produite par les installations de production dont le Gouvernement souhaite soutenir le développement (sources d'énergies renouvelables et cogénérations présentant une efficacité énergétique). Conformément à la législation (article L. 121-7 du Code de l'énergie), les surcoûts résultant de cette obligation sont compensés à EDF sur la base d'une référence aux prix de marché de l'électricité (notion de « coût évité »). À compter du 1^{er} janvier 2017, les coûts de gestion de ces contrats sont également compensés.

Dans sa délibération du 9 octobre 2012 relative aux charges constatées de 2011, la CRE indiquait : « En théorie, il faudrait soustraire du coût évité le coût des écarts supportés par EDF du fait de l'imprévisibilité d'une partie de la production sous obligation d'achat. Ces écarts, négligeables les années antérieures par rapport aux écarts liés à la consommation, commencent à devenir plus importants ».

Avec le développement des énergies renouvelables, le coût généré par la différence entre la production prévue et celle effectivement constatée est devenu significatif. En conséquence, par délibération du 16 décembre 2014, la CRE a fait évoluer la formule de calcul des coûts évités à EDF pour couvrir ces coûts des écarts. Afin d'objectiver et d'identifier de manière indépendante ces écarts, la CRE a demandé à EDF de mettre en œuvre un périmètre d'équilibre dédié.

Ce périmètre d'équilibre dédié aux installations sous contrat d'Obligation d'Achat (OA) a été mis en place le 1^{er} juillet 2015. La DOAAT organise désormais la vente de l'énergie produite par les installations sous contrat d'OA directement sur les marchés de l'énergie, ce qui rend la gestion de ce périmètre totalement indépendante de celle du portefeuille d'EDF. Ainsi, depuis le 4 novembre 2015, les volumes d'électricité sous OA prévisibles à court terme (la veille pour le lendemain, dits « part aléatoire des OA ») sont vendus sur EPEX Spot. Quant aux volumes prévisibles à long terme (la part dite « quasi-certaine » des OA), ils sont vendus depuis janvier 2016 par appels d'offres transparents et non discriminatoires.

1.4.3.5 Mécanisme de capacité

Les articles L. 335-1 et suivants du Code de l'énergie, issus de la loi NOME, instituent l'obligation pour chaque fournisseur d'électricité de contribuer, sur le territoire métropolitain continental, à la sécurité d'approvisionnement en électricité, dans le respect d'un critère de défaillance fixé par les Pouvoirs Publics. Chaque fournisseur doit pour cela acquérir des garanties de capacité correspondant à son obligation, calculée en référence à la consommation de ses clients en puissance et en énergie pendant une période de pointe définie par RTE.

Pour satisfaire cette obligation, chaque fournisseur doit donc s'approvisionner en garanties de capacité auprès des producteurs, qui doivent certifier tous leurs moyens de production, ou auprès de détenteurs de capacités d'effacement.

La Commission européenne a donné le 8 novembre 2016 son autorisation pour la mise en œuvre, au 1^{er} janvier 2017, du dispositif français.

Une première session de marché, gérée par EPEX Spot, a eu lieu le 15 décembre 2016 pour échanger la capacité relative à 2017. Le prix s'est établi à 10 €/kW ; il constitue le prix de référence marché pour 2017. Une deuxième session EPEX Spot s'est tenue le 27 avril 2017 portant également sur la capacité 2017 : le prix s'est établi à 10,42 €/kW.

Les premières sessions de marché EPEX Spot pour les garanties de capacités pour l'année 2018 ont eu lieu les 9 novembre et 14 décembre 2017. Les prix de *clearing* se sont établis respectivement à 9,31 €/kW et 9,38 €/kW, conduisant à un prix de référence marché de la capacité 2018 de 9,34 €/kW (moyenne arithmétique du prix des deux enchères).

La première session permettant d'échanger la capacité relative à 2019 a eu lieu le 14 décembre 2017 : le prix de *clearing* s'est établi à 13 €/kW. En revanche, le prix de référence de la capacité 2019 ne sera connu que fin 2018.

En régime établi, il est prévu plusieurs sessions de marché pour échanger la capacité, débutant quatre ans avant l'année de livraison et se terminant trois ans après celle-ci. Ainsi, courant 2018, des enchères auront lieu pour échanger la capacité relative aux années 2019 à 2022, mais aussi pour celle relative à 2017 et 2018.

Des transactions de gré à gré restent possibles. De même, pour des acteurs intégrés comme EDF qui disposent de capacités en tant que producteur et qui ont par ailleurs une obligation en tant que commercialisateur, des cessions internes de capacité sont autorisées pour couvrir leur obligation. Elles se font à prix de marché.

La DOAAT, en charge de la gestion de cette nouvelle commodité, a procédé à la certification de l'ensemble des moyens de production d'EDF en France pour les prochaines années et des capacités d'effacement contractualisées avec les clients. Ces certifications font l'objet, si nécessaire, de rééquilibrages réguliers, à la hausse ou à la baisse. De même, la DOAAT procède à la certification et aux nécessaires rééquilibrages des moyens de production sous obligation d'achat (OA) et à la vente sur le marché des garanties de capacités associées.

Comme sur le marché Energie, les achats / ventes de capacités organisés par EPEX Spot et pilotés par la DOAAT pour le compte d'EDF, sont réalisés via EDF Trading.

1.4.4 ACTIVITÉS RÉGULÉES, DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION EN FRANCE

Le transport et la distribution d'électricité en France continentale sont des activités régulées. Elles sont assurées par RTE et Enedis, filiales gérées en toute indépendance, au sens des dispositions du Code de l'énergie.

1.4.4.1 Transport – Réseau de Transport d'Électricité (RTE)

Créé le 1^{er} juillet 2000 et filialisé depuis le 1^{er} septembre 2005, Réseau de Transport d'Électricité (RTE) est le propriétaire et gestionnaire du réseau français de transport d'électricité, qu'il exploite, entretient et développe. Avec plus de 100 000 kilomètres de circuits à Haute et Très Haute Tension et 50 lignes transfrontalières, ce réseau est le plus important d'Europe. Son positionnement géographique le place au cœur du marché européen de l'électricité. RTE est garant du bon fonctionnement et de la sûreté du système électrique, et assure un accès libre et équitable à tous les utilisateurs du réseau. La Société attache par ailleurs une attention particulière à l'accompagnement du développement des énergies renouvelables en France et à

l'intégration de ces dernières dans le système électrique, qui nécessite le développement du réseau de transport et des interconnexions.

Le 31 mars 2017, EDF, la Caisse des Dépôts et Consignations et CNP Assurances ont finalisé l'acquisition par la Caisse des Dépôts et Consignations et CNP Assurances de 49,9 % du capital de la Co-entreprise de Transport d'Électricité (CTE), société holding détenant 100 % du capital social de RTE depuis le 23 décembre 2016.

RTE est indirectement détenu à 50,1 % par EDF au 31 décembre 2017 et ses conditions spécifiques de gouvernance (voir section 1.4.4.1.1 « Organisation de CET et RTE ») conduisent le Groupe à ne pas consolider RTE par intégration globale mais par mise en équivalence.

1.4.4.1.1 Organisation de CTE et de RTE

CTE est une société anonyme à Conseil d'administration, détenue à hauteur de 50,1 % par EDF, 29,9 % par la Caisse des Dépôts et 20 % par CNP Assurances. Elle détient 100 % du capital social de RTE, elle-même société anonyme à Conseil de surveillance et Directoire.

Conformément à ses statuts, CTE a pour objet exclusif l'acquisition et la détention des titres de la société RTE, et généralement, toutes opérations commerciales, financières, mobilières et immobilières se rattachant directement ou indirectement à son objet ou pouvant en faciliter la réalisation et en stimuler le développement.

Les huit membres du Conseil d'administration de CTE sont quatre représentants d'EDF, deux représentants de la Caisse des Dépôts et Consignations et deux représentants de CNP Assurances. Ils sont nommés pour six ans. Le contrôleur de la conformité de RTE assiste également au Conseil d'administration de CTE.

Le Conseil de surveillance de RTE est composé de douze membres nommés pour cinq ans :

- huit membres nommés par l'Assemblée générale :
 - deux représentants de l'État, dont l'État personne morale, représenté par une personne physique ;
 - six représentants de l'actionnaire ;
- quatre membres élus par le personnel.

La composition du Conseil de surveillance ayant été modifiée par les prises de participation de la CdC et de CNP Assurances, la CRE a procédé à un examen afin de s'assurer que les conditions permettant à RTE de conserver son statut de gestionnaire de réseau de transport indépendant (modèle dit « ITO ») sont bien respectées. En particulier la CRE a examiné l'organisation interne et les règles de gouvernance du GRT. Cet examen a conduit la CRE à adopter, après avis de la Commission européenne, la délibération du 11 janvier 2018 portant décision sur le maintien de la certification de la société RTE.

Un Commissaire du Gouvernement a également été désigné et assiste, avec voix consultative, aux séances du Conseil de surveillance.

Le Directoire de RTE est constitué de cinq membres, qui exercent leurs fonctions sous le contrôle du Conseil de surveillance dans la limite fixée par le Code de l'énergie et les statuts de RTE. Le Conseil de surveillance désigne, après accord du ministre chargé de l'énergie, le Président du Directoire ainsi que, sur proposition de ce dernier, les autres membres du Directoire.

1.4.4.1.2 Activités de RTE

RTE assure en France la gestion du réseau public de transport et exerce ses missions dans les conditions fixées par un cahier des charges type, approuvé par décret applicable jusqu'en 2051. Conformément au Code de l'énergie, les gestionnaires de réseaux de transport doivent être certifiés au terme d'un processus associant la Commission de régulation de l'énergie (CRE) et la Commission européenne, qui vise à s'assurer que l'entité concernée satisfait aux conditions d'indépendance posées par ce code. RTE a obtenu la certification de la CRE en 2012 en tant qu'ITO (*Independent Transmission Operator*). Suite à l'évolution de son actionnariat, RTE a déposé à la CRE en 2017 un dossier de demande de réexamen de sa certification et a obtenu le maintien de sa certification par délibération de la CRE le 11 janvier 2018.

RTE gère ainsi l'infrastructure de transport, garantit l'accès au réseau de transport et gère les flux d'énergie.

RTE doit faire face à différents défis dans sa mission de gestionnaire du Réseau de Transport d'Électricité : intégration du marché européen, restructuration profonde du parc de production, évolutions sociétales renforçant les contraintes d'intégration des nouvelles infrastructures d'intérêt général et maintien à niveau de son outil industriel pour répondre aux besoins des clients et de la collectivité.

1. PRÉSENTATION DU GROUPE EDF

Description des activités du Groupe

Dans le cadre de la transparence voulue par RTE, l'application $\text{éCO}_2\text{mix}$, lancée en 2011 et publiant les données relatives à la consommation et la production d'électricité sur toute la France, connaît un succès croissant, avec 10 millions de consultations par an et l'accès direct à 15 millions de données, ce qui témoigne de l'intérêt du public pour les questions énergétiques. Cette application contribue à une meilleure information de l'ensemble des citoyens et à leur sensibilisation aux enjeux des nouvelles politiques énergétiques.

1.4.4.1.2.1 Bilan énergétique

Synthèse 2017

En 2017, la consommation brute s'établit à 482 TWh, soit - 0,3 % par rapport à l'année précédente. L'année 2017 a enregistré des températures plus élevées que l'année passée (+ 0,6°C), expliquant une partie de la baisse observée. Lors d'une vague de froid le vendredi 20 janvier 2017, la consommation d'électricité a atteint un pic à 19 heures avec une puissance de 94 GW. Il s'agit de la 3^e pointe la plus

haute jamais enregistrée en France. Si la réglementation thermique de 2012 conduit à modérer la croissance de la thermosensibilité dans le futur, la sensibilité de la consommation à la température demeure de l'ordre de 2 400 MW/°C en hiver.

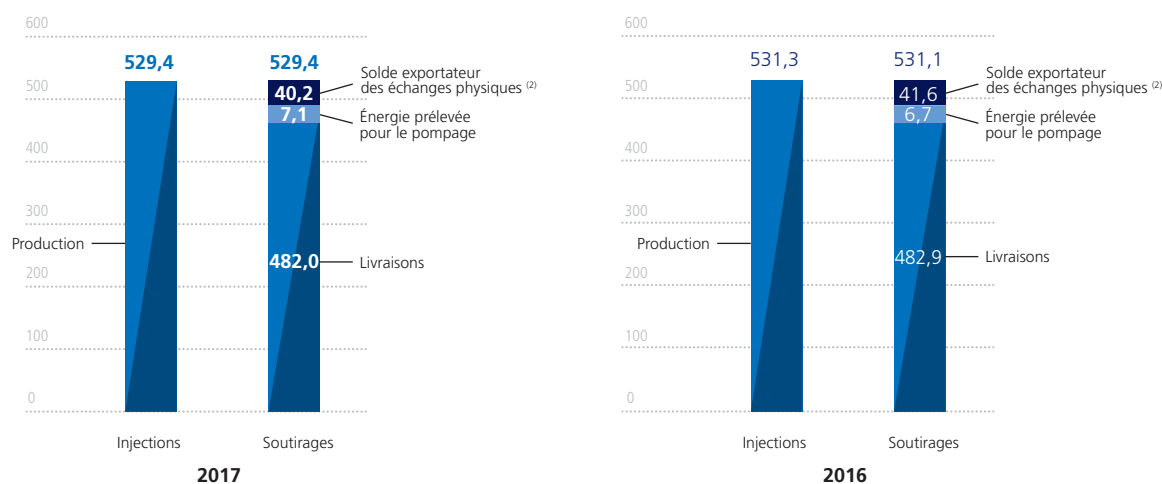
Hors secteur de l'énergie, la consommation corrigée atteint 475 TWh en 2017. Pour la septième année consécutive, la consommation annuelle d'électricité reste stable en France.

La consommation de la grande industrie directement raccordée au réseau public de transport s'élève à 68,2 TWh sur 2017. Ce volume est en hausse de plus de 3,5 % par rapport à 2016. Une hausse de la consommation de la grande industrie est en effet observée depuis mai 2016, témoignant d'une reprise de l'activité du secteur.

Le temps de coupure équivalent (TCE) est un des indicateurs utilisés pour mesurer la qualité de l'électricité fournie par RTE. Sur 2017, le temps de coupure équivalent s'établit à 1mn 27s, hors événements exceptionnels. Ce résultat, inférieur au seuil de 2mn 48s fixé par la régulation incitative, confirme les actions mises en place par RTE pour améliorer la qualité d'électricité fournie à ses clients.

➔ Bilan simplifié des flux énergétiques sur le réseau de RTE ⁽¹⁾

En TWh



(1) Données 2017 provisoires (les données définitives du Bilan électrique 2017 seront disponibles sur le site de RTE en juillet 2018 : www.rte-france.com).
 (2) Y compris droits d'eau et échanges via réseau de distribution.

Le développement des énergies renouvelables se poursuit pour accompagner la transition énergétique

La capacité installée éolienne atteint 13 559 MW au 31 décembre 2017. La production éolienne est en forte hausse de 14,8 % par rapport à 2016. Portée par l'augmentation du parc installé, la production éolienne a bénéficié des conditions météorologiques favorables durant la fin de l'été et surtout durant le mois de décembre. Un nouveau maximum de production éolienne a été enregistré le 30 décembre à 13 h 30 avec une puissance de 11 075 MW. Le facteur de charge associé a atteint 81,8 %.

Avec 887 MW de puissance solaire nouvellement raccordés en France métropolitaine, la capacité totale du parc installé atteint 7 660 MW. La production solaire augmente de 9,2 % par rapport à 2016, en lien avec la croissance du parc installé. Bénéficiant d'un bon ensoleillement durant les mois printaniers, l'électricité mensuelle produite par la filière solaire a dépassé les 1 TWh pendant plus de 5 mois consécutifs, ce qui constitue un nouveau record.

Le solde des échanges français est moins exportateur en fin d'année

Le solde des échanges français s'établit en 2017 à 38 TWh. C'est un niveau encore plus bas que celui de 2016 qui était déjà remarquablement faible. Le bilan est même importateur en janvier et en novembre, avec respectivement - 0,95 et - 0,83 TWh. De tels niveaux de soldes commerciaux mensuels n'avaient jamais été atteints, même en février 2012 (- 0,72 TWh).

La situation des échanges contractuels sur les différentes frontières est la suivante pour 2017 :

- le solde exportateur de la France vers l'Espagne augmente fortement et s'établit à 12,5 TWh, un niveau record ;
- comme l'an dernier, la France est importatrice nette depuis la région Europe centrale et de l'ouest, avec un solde de - 10,9 TWh : ceci s'explique par la disponibilité réduite du parc nucléaire français ainsi que par une production éolienne abondante en Allemagne ;
- la France reste exportatrice vers la Suisse (10,3 TWh) ;
- le solde exportateur est de 18,2 TWh vers l'Italie et de 7,9 TWh vers la Grande-Bretagne. Des nouveaux projets d'interconnexion sont prévus notamment sur ces deux frontières.

1.4.4.1.2.2 Maintenance de l'infrastructure de transport

RTE assure la gestion des actifs du réseau de transport au travers de la maintenance au quotidien, du dépannage d'urgence et du renouvellement des ouvrages en fin de vie ou endommagés.

Le programme de sécurisation mécanique des infrastructures face aux événements climatiques extrêmes pour rendre le réseau électrique plus robuste et plus résilient, s'est achevé fin 2017 conformément aux engagements pris avec le ministère de tutelle à la suite des tempêtes de 1999. Ce programme représente un coût de près de 2,8 milliards d'euros. Les faibles impacts des dernières tempêtes démontrent son bien-fondé, notamment le rôle positif des pylônes anti-cascades. Fin 2017, 100 % des liaisons cibles ont été sécurisées mécaniquement. A partir de 2018, RTE veillera à pérenniser le réseau ainsi sécurisé.

1.4.4.1.2.3 Développement et réalisation de nouveaux investissements

RTE poursuit par ailleurs le développement et le renouvellement du réseau. Les projets étudiés et réalisés s'inscrivent dans une dynamique de besoins croissants pour répondre aux enjeux de la transition énergétique. RTE élabore chaque année un programme annuel d'investissements soumis à la CRE. En 2017, le montant total des investissements de RTE au périmètre régulé par la CRE s'est élevé à 1 393 millions d'euros. Les principaux investissements ont porté sur le filet de sécurisation du Centre Bretagne et du projet « 2 Loires » de reconstruction de l'axe 225 kV assurant l'interconnexion entre la région Auvergne, la vallée du Rhône et le Massif Central, la poursuite des travaux de construction côté français de l'interconnexion à courant continu entre la France et l'Italie passant par la galerie de sécurité du tunnel du Fréjus, la restructuration du réseau 225 kV de la Haute Durance et le démarrage des travaux de construction de la nouvelle interconnexion à courant continu entre la France et le Royaume-Uni « IFA 2 ».

Dans un souci d'optimiser au mieux les actifs existants et de limiter au maximum l'emprise de ses ouvrages sur les territoires, RTE consacre environ deux tiers de ses investissements à l'adaptation d'ouvrages existants.

Le montant du programme d'investissements 2018 de RTE approuvé par le régulateur est de 1 492 millions d'euros. Le programme d'investissements 2018 se caractérise par la poursuite d'investissements importants en développement et renouvellement du réseau, ainsi qu'en développement et renouvellement de systèmes d'information, notamment compte tenu des évolutions de contexte associées à la transition énergétique et à l'intégration européenne des marchés.

Les investissements de RTE s'inscrivent dans une dynamique de besoins croissants également pour répondre aux enjeux du maintien du niveau de sécurité d'alimentation, de l'accueil de nouveaux moyens de production (dont les énergies renouvelables intermittentes), de l'intégration des marchés électriques européens et de l'augmentation progressive des besoins de renouvellement des ouvrages.

En 2017, la base d'actif régulée (BAR) s'est accrue de 522 millions d'euros, passant de 13 598 millions d'euros au 1^{er} janvier 2017 à 14 119 millions d'euros au 1^{er} janvier 2018⁽¹⁾. Pour mémoire, la BAR est rémunérée par le tarif au coût moyen pondéré du capital de 6,125 % avant impôts sur la période du TURPE 5. Elle représente l'actif industriel de RTE, déduction faite des subventions d'investissements, et est calculée hors immobilisations en cours (qui jusqu'à fin

2012 ont été rémunérées à 4,8 % par le tarif TURPE 3, puis à 4,6 % sur la période 2013-2016 en application de la décision tarifaire de la CRE d'avril 2013, elles seront rémunérées à 3,7 % depuis 2017 en application de la décision TURPE 5 du 17 novembre 2016).

1.4.4.1.2.4 Exploitation du système électrique

Gestion du système électrique

RTE gère en temps réel les flux sur le réseau de transport, et met en œuvre les moyens à sa disposition au travers du mécanisme d'ajustement pour assurer en temps réel l'équilibre entre l'offre et la demande. Le coût correspondant aux ajustements mis en œuvre par RTE et dus aux écarts négatifs entre les flux prévisionnels et ceux réalisés est répercuté sur les « responsables d'équilibre » (producteurs, négociants, fournisseurs, etc.) au prorata de leur écart. En cas d'écart positif, RTE compense financièrement les responsables d'équilibre.

Gestion des Interconnexions

RTE gère l'accès aux interconnexions internationales en collaboration avec les gestionnaires de réseaux de transport européens voisins, ces interconnexions permettant d'assurer le transit de l'énergie d'un pays à l'autre et la sûreté de fonctionnement des réseaux de transport d'électricité, et de développer le marché européen de l'électricité, en permettant à un fournisseur d'électricité de vendre son énergie à un client situé dans un autre pays de l'Union européenne, en jouant sur les écarts temporels des pointes de charge de part et d'autre des frontières, et de mieux mutualiser les moyens de production à l'échelle européenne.

Coordination des réseaux en Europe

RTE et ELIA⁽²⁾ ont créé en décembre 2008 une société commune dénommée Coreso, qui a pour objet la coordination de l'exploitation des réseaux électriques regroupant la France et la Belgique. La création de Coreso répond aux besoins de renforcement de la coordination opérationnelle entre gestionnaires de réseaux de transport exprimés tant par la Commission européenne que par les acteurs du marché de l'électricité. Coreso doit permettre une meilleure intégration, à l'échelle régionale, de la production d'origine renouvelable et garantir une gestion en sécurité des flux transfrontaliers, en forte augmentation.

National Grid, gestionnaire de réseau britannique, Terna et 50 Hertz, gestionnaires des réseaux de transport de l'Italie et des zones nord et est de l'Allemagne, REN, gestionnaire de réseau portugais et récemment REE, gestionnaire de réseau espagnol, ont rejoint Coreso.

(1) Montants encore à valider par la CRE, calculés sur la base du réalisé.

(2) Elia est le gestionnaire de Réseau de Transport d'Électricité belge à haute tension (de 30 000 à 380 000 volts).

1. PRÉSENTATION DU GROUPE EDF

Description des activités du Groupe

1.4.4.2 Distribution – Enedis

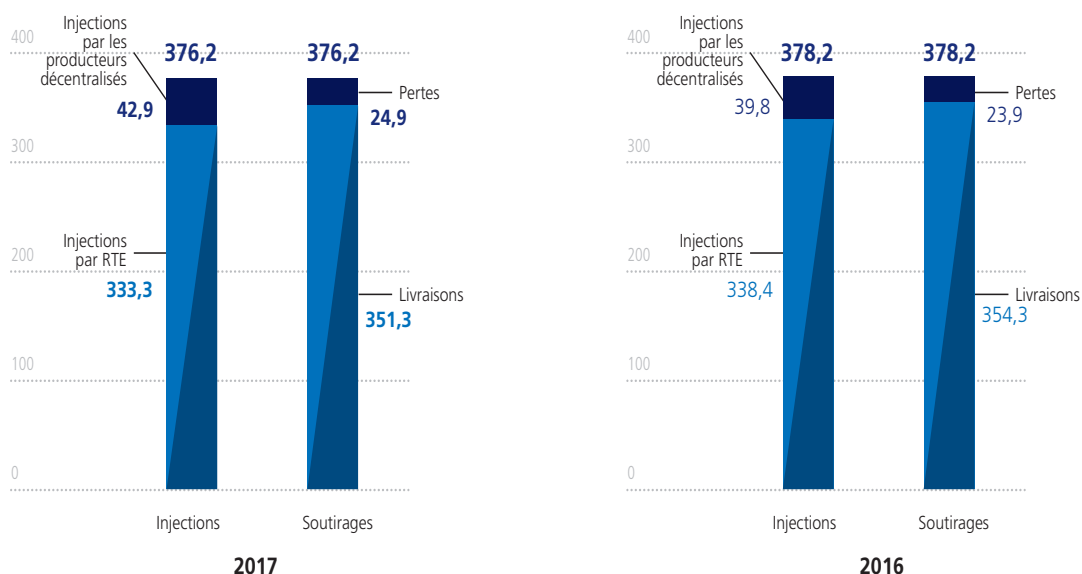
Enedis a pour objet principal l'exploitation et le développement du réseau public de distribution d'électricité, en garantissant sa sécurité et sa sûreté et en veillant à tout instant à l'équilibre des flux d'électricité. Enedis est opérationnelle depuis le 1^{er} janvier 2008. Sa dénomination sociale, ERDF à l'origine, est devenue Enedis le 1^{er} juin 2016. Enedis dessert environ 95 % de la population métropolitaine continentale. Les 5 % restants sont desservis par des Entreprises Locales de Distribution (ELD).

En 2017, Enedis a distribué l'électricité à plus de 36,2 millions de clients (points de livraison) et permis l'injection de 376 941 sites de production en France continentale grâce à un réseau d'environ 1,36 million de kilomètres.

Au 31 décembre 2017, Enedis employait 38 888 personnes.

→ Volumes d'électricité transitant sur le réseau d'Enedis

En TWh



Les pertes électriques sont inhérentes au fonctionnement du réseau de distribution et résultent principalement d'effets physiques qui dépendent directement de la quantité d'électricité acheminée. Enedis doit compenser ces pertes pour compléter les quantités d'électricité acheminées vers les clients finals. En 2017, la quantité de pertes s'est élevée à 24,9 TWh, soit un taux de 6,6 % de l'électricité injectée sur le réseau. Le coût pour Enedis de la compensation des pertes a été en 2017 de 1 066 millions d'euros. Pour assurer cette compensation, Enedis achète l'électricité correspondante sur le marché de gros, soit par l'intermédiaire de plateformes de marchés organisées, soit par le biais d'appels d'offres mettant en concurrence une vingtaine de fournisseurs qualifiés. Depuis 2014, Enedis peut bénéficier des livraisons ARENH pour ses achats d'électricité pour compenser les pertes. Pour 2017, aucune livraison de produit ARENH n'a été effectuée pour la compensation des pertes, compte tenu des niveaux de prix des produits standards, qui se sont révélés plus avantageux que l'ARENH.

Concernant les caractéristiques techniques, le réseau de distribution dont Enedis est concessionnaire (voir section 1.4.4.2.2 « Activités de distribution ») est constitué au 31 décembre 2017 d'environ :

- 640 688 kilomètres de lignes Haute Tension A (HTA) à 20 000 volts ;
- 717 090 kilomètres de lignes Basse Tension (BT) à 400 volts ;
- 2 262 postes sources HTB/HTA ;
- 783 262 postes de transformation HTA/BT.

1.4.4.2.1 Organisation d'Enedis

Les activités de distribution sur le territoire français sont, conformément au cadre légal, quasi exclusivement assurées par Enedis, société anonyme à Directoire et Conseil de surveillance responsable de la gestion du réseau public de distribution d'électricité.

En application de la directive n° 2003/54/CE (dont les principes ont été repris par la directive n° 2009/72/CE du 13 juillet 2009), lorsque le gestionnaire du réseau de distribution fait partie d'une entreprise verticalement intégrée, son organisation et

ses prises de décisions doivent être juridiquement indépendantes des autres activités non liées à la distribution. Dans ce cadre, le principe retenu par EDF et Gaz de France, aujourd'hui Engie, a conduit à filialiser leur gestionnaire de réseau de distribution. Enedis et GRDF partagent un « service commun » conformément au cadre légal (voir section 1.4.4.2.3 « Le service commun à Enedis et GRDF »).

En application de la loi du 9 août 2004, l'activité de gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité a été filialisée en 2007.

Le Conseil de surveillance d'Enedis est composé de quinze membres, dont huit sont nommés par l'Assemblée générale ordinaire, cinq sont des représentants des salariés élus dans les conditions prévues par la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public, un membre est nommé par l'État en vertu des articles 4 ou 6 de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014, et un, représentant les autorités organisatrices du réseau public de distribution d'électricité, est désigné par décret en application de l'article 153 de la loi n° 2015-992 relative à la transition énergétique pour la croissance verte. En 2017, le Directoire d'Enedis est composé de cinq membres, qui exercent leurs fonctions sous le contrôle du Conseil de surveillance. A compter du 11 janvier 2018, un nouveau Directoire d'Enedis a été mis en place et se compose de deux membres.

En application de la possibilité offerte par l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 (article 15) et dans le respect du décret n° 2015-38 du 19 janvier 2015, l'État a désigné par arrêté en date du 4 février 2015 un Commissaire du Gouvernement aux fins d'assister aux séances du Conseil de surveillance d'Enedis.

Le 1^{er} juin 2016, la dénomination sociale du gestionnaire du réseau de distribution a changé pour devenir Enedis, en remplacement de la dénomination ERDF. Cette nouvelle dénomination traduit l'engagement fort de l'entreprise dans la transition énergétique au lendemain de la COP 21. Elle permettra également au gestionnaire de réseau de distribution d'électricité de gagner en visibilité et en clarification sur ses missions, comme le souhaite la Commission de régulation de l'énergie (CRE).

Missions d'Enedis en France

Enedis exerce, dans les conditions fixées par la loi et les contrats de concession signés avec chacune des autorités concédantes de la distribution publique

d'électricité (voir section 1.4.4.2.2 « Activités de distribution »), les missions de gestion du réseau public de distribution sur le territoire métropolitain continental.

Ces missions consistent à :

- définir et mettre en œuvre les politiques d'exploitation, d'investissement et de développement des réseaux de distribution d'électricité ;
- assurer le raccordement et l'accès des utilisateurs à ces réseaux dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires, ainsi que l'interconnexion avec d'autres réseaux ;
- fournir aux utilisateurs les informations nécessaires à un accès efficace aux réseaux, sous réserve des informations protégées par des dispositions législatives ou réglementaires ;
- assurer la responsabilité des relations avec les autorités de régulation de l'énergie (ministère chargé de l'énergie, CRE, autorités concédantes de la distribution publique) au titre de ces activités ;
- assurer la responsabilité des relations avec les collectivités locales ;
- négocier, conclure et gérer les contrats de concession ;
- exploiter, maintenir et dépanner les réseaux de distribution d'électricité ;
- assurer la conception et la construction des ouvrages ainsi que la maîtrise d'œuvre des travaux relatifs à ces réseaux ;
- exercer les activités de comptage pour les utilisateurs raccordés à ces réseaux, en particulier la fourniture, la pose, le contrôle métrologique, l'entretien et le renouvellement des dispositifs de comptage, ainsi que la gestion des données et toutes missions afférentes à l'ensemble de ces activités ;

- mettre en œuvre des actions d'efficacité énergétique et favoriser l'insertion des énergies renouvelables sur le réseau ;
- assurer le suivi des périmètres d'effacement ;
- être garant de la répartition et de la comptabilisation des flux d'énergie entre les acteurs utilisateurs des réseaux, et de la juste compensation des pertes sur ces réseaux ;
- exercer des prestations pour les ELD, les distributeurs et autorités organisatrices mentionnés respectivement aux III et IV de l'article L. 2224-31 du Code général des collectivités territoriales.

1.4.4.2.2 Activités de distribution

L'activité d'Enedis repose sur plusieurs métiers : assurer, en tant que concessionnaire, la gestion des actifs en concession, conduire et maintenir le réseau de façon à assurer la continuité de fourniture, réaliser les travaux sur le réseau (en particulier, les travaux de raccordement, de renforcement et de renouvellement du réseau), assurer l'accès au réseau à l'ensemble des utilisateurs dans le cadre des dispositifs contractuels en vigueur et gérer le parc de compteurs, acquérir, traiter et transmettre les données relatives à la consommation des utilisateurs du réseau.

Évolution des investissements

En 2017, 3 767 millions d'euros ont été investis par Enedis, dont 1 411 millions en majorité lié aux raccordements des nouveaux clients et des producteurs, ainsi qu'au renforcement du réseau. En complément, les autorités concédantes ont investi 721 millions d'euros en 2017. Au total, près de 4,5 milliards d'euros ont été investis en 2017 en France continentale sur les réseaux de distribution.

INVESTISSEMENTS BRUTS D'ENEDIS

(en millions d'euros)

	2017	2016
Raccordements et renforcements	1 411	1 408
Obligations réglementaires, sécuritaires et de voirie	402	387
Modernisation du réseau ⁽¹⁾	1 591	1 316
Outils de travail et moyens d'exploitation	363	351
TOTAL INVESTISSEMENTS ENEDIS	3 767	3 462
REMISES D'OUVRAGES PAR LES TIERS ET COLLECTIVITÉS ⁽²⁾	721	703
TOTAL INVESTISSEMENTS SUR LE RÉSEAU	4 488	4 165

(1) Dont Linky : 612 millions d'euros en 2017 et 318 millions d'euros en 2016 (dépenses de généralisation et liées à la post-expérimentation).

(2) Après déduction PCT^(a) et article 8^(b).

(a) PCT (part couverte par le tarif) : part versée aux concédants maîtres d'ouvrage de la participation du tarif d'acheminement au financement d'un raccordement.

(b) Article 8 de l'annexe 1 du cahier des charges de concession portant sur l'intégration des ouvrages dans l'environnement (comme les travaux d'enfouissement des lignes).

Les ressources supplémentaires ainsi engagées sont consacrées à la qualité de la desserte, à la sécurisation des réseaux, à la sécurité et à la préservation de l'environnement, domaines où les attentes identifiées des clients, des collectivités locales et des autorités concédantes sont particulièrement fortes.

Ce niveau d'investissements permet à Enedis de mettre en œuvre des programmes de renouvellement du patrimoine.

En complément de ces investissements, Enedis poursuit ses efforts de maintenance préventive des réseaux, en particulier pour des actions concernant l'élégage. Le montant réalisé en 2017 s'élève à 327 millions d'euros en 2017 (contre 332 millions d'euros en 2016).

La qualité de la desserte

La qualité de la desserte constitue un objectif majeur d'Enedis. En 2017, le temps moyen de coupure hors incidents transport et hors incidents exceptionnels est de 65 minutes, ce qui constitue un bon résultat pour une année marquée par les aléas climatiques. La qualité de la desserte se traduit aussi par le maintien d'une tension régulière, la plus proche d'une valeur fixée par voie réglementaire, et par la minimisation du nombre de coupures.

Pour répondre aux incidents de grande ampleur, Enedis s'appuie sur une Force d'Intervention Rapide Electricité (FIRE) qui lui permet de mobiliser, à tout moment, sur une région touchée, les équipes et les moyens d'autres régions pour rétablir au plus vite l'électricité auprès des clients. En 2017, la FIRE a été mobilisée à quatre reprises : la tempête Egon qui a fortement touché en janvier la Normandie et la Picardie, les tempêtes Kurt, Leiv et Marcel début février sur la Nouvelle Aquitaine, la

tempête Zeus qui a touché une grande partie de la France de la pointe bretonne à la Côte d'azur début mars, ainsi que la tempête Ana sur les régions Pays de la Loire, Bretagne et les Hauts de France au mois de décembre.

Des renforts Enedis ont aussi été envoyés en Irlande et lors des ouragans Irma et Maria qui ont frappé les Antilles (Guadeloupe, Saint Martin et Saint Barthelemy).

Concernant les couvertures d'assurance relatives à la protection du réseau aérien de distribution contre les conséquences de tempêtes de grande ampleur, voir la section 2.5.5.3 « Couverture tempêtes ».

Développement des énergies renouvelables

Sur le périmètre Enedis, le nombre d'installations de production photovoltaïque raccordées au réseau a encore progressé : en 2017, on constate une reprise des raccordements photovoltaïques avec 755 MW d'installations photovoltaïques nouvelles raccordées (contre 540 MW à fin 2016). Le développement de la production éolienne raccordée au réseau public de distribution se poursuit également, et 1 300 MW raccordés en 2017 (contre 1 200 MW en 2016).

À fin 2017, le parc de production photovoltaïque et éolien raccordé au réseau Enedis est d'environ 18,2 GW, composé respectivement de 6,5 GW de centrales photovoltaïques et de 11,7 GW de production éolienne. À ces productions s'ajoutent d'autres types de productions, en particulier les centrales hydrauliques « historiques » (1,5 GW), les cogénérations (2,2 GW), le biogaz, la biomasse, le thermique fossile dispatchable. Au total, à fin 2017, le parc de production raccordé à Enedis est d'environ 23,7 GW.

Plus de 11 000 installations photovoltaïques ont également été raccordées en autoconsommation en 2017, ce qui représente près de 60 % des raccordements petits producteurs de l'année.

Enedis a également poursuivi ses efforts pour développer les capacités d'accueil des énergies renouvelables, en mettant en œuvre les travaux de construction des postes sources dans le cadre du dispositif réglementaire des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables.

Marché de l'électricité

Le marché français de la commercialisation de l'électricité est ouvert à la concurrence pour l'ensemble des clients depuis le 1^{er} juillet 2007.

54 fournisseurs d'électricité, qui opèrent sur le marché français, ont signé un contrat avec Enedis. Ce contrat définit les modalités de fonctionnement entre le fournisseur et le distributeur lorsque le client souscrit un contrat unique englobant la fourniture et l'acheminement d'électricité.

La dynamique concurrentielle sur le marché de la fourniture est en très nette augmentation. C'est notamment le cas pour les puissances souscrites supérieures à 36 kVA pour lesquelles la suppression des tarifs réglementés de ventes, fin 2016, s'est traduite par une forte accélération ; c'est également le cas pour les puissances souscrites inférieures à 36 kVA, où cette dynamique concurrentielle augmente également.

Concessions

Au 31 décembre 2017, Enedis est co-concessionnaire avec EDF de 509 contrats de concessions, couvrant environ 95 % de la population. Ces contrats sont conclus pour une durée généralement comprise entre 20 et 30 ans.

En France, la distribution publique d'électricité est exploitée sous un régime de concession dérogatoire par rapport au droit commun des concessions locales de service public. Enedis est ainsi désigné par la loi (article L. 121-4 du Code de l'énergie) pour assurer le développement et l'exploitation des réseaux publics de distribution (desserte rationnelle du territoire national par les réseaux publics de distribution, raccordement et accès, dans des conditions non discriminatoires, aux réseaux publics de distribution). La Société assure cette mission sur la majeure partie du territoire national, à l'exception des zones non interconnectées au territoire métropolitain continental, dans lesquelles cette même mission incombe à EDF, et de la zone de desserte exclusive des ELD (Entreprises Locales de Distribution).

Le 21 décembre 2017, la FNCCR, France urbaine, EDF et Enedis ont signé un accord-cadre sur un nouveau modèle de contrat de concession. Vingt-cinq ans après l'accord de 1992 avec la FNCCR, ce nouvel accord est l'opportunité de moderniser dans la durée la relation d'Enedis avec les autorités concédantes. Ce nouveau modèle de contrat concrétise les principes du modèle concessif français : service public, solidarité territoriale et optimisation nationale, tout en tenant compte des enjeux de la transition énergétique. L'accord-cadre associe France urbaine qui représente les métropoles, les grandes intercommunalités urbaines et les villes et dont la plupart des membres disposent de la compétence d'autorité concédante de la distribution publique d'électricité.

Conformément à l'article L. 334-3 du Code de l'énergie, les contrats de concession en cours sont réputés signés conjointement par l'autorité concédante (collectivité territoriale ou établissement public de coopération), EDF (ou l'ELD territorialement compétente) pour la partie « fourniture aux tarifs réglementés » et par Enedis (ou l'ELD territorialement compétente) pour la partie « réseaux de distribution ». Lors de leur renouvellement ou de leur modification, les contrats de concession sont cosignés selon ces modalités.

Dans les limites fixées par la loi et par la jurisprudence, les autorités concédantes sont propriétaires des réseaux de distribution qui constituent des biens de retour⁽¹⁾.

Voir également les sections 1.4.2.2.5 « Les concessions de distribution publique d'électricité et de fourniture aux tarifs réglementés » et 1.5.6.2.7 « Réglementation applicable aux marchés publics ».

1.4.4.2.3 Le service commun à Enedis et GRDF

Le service commun à Enedis et GRDF, défini par l'article L. 111-71 du Code de l'énergie, a pour missions, dans le secteur de la distribution de l'électricité et du gaz, la construction des ouvrages, la maîtrise d'œuvre de travaux, l'exploitation et la

maintenance des réseaux, et les opérations de comptage. Il n'est pas doté de la personnalité morale.

Enedis et GRDF sont liés par une convention définissant leurs relations dans ce service commun, les compétences de ce dernier et le partage des coûts en résultant. Conclue pour une durée indéterminée, celle-ci peut être résiliée à tout moment, moyennant un préavis de 18 mois durant lequel les parties s'engagent à la renégocier. Elle est régulièrement mise à jour.

En juillet 2014, Enedis et GRDF ont signé un communiqué commun prenant acte de la disparition programmée des activités mixtes de relevé de compteurs et d'interventions sur les panneaux de comptages. À ce jour, Enedis a privilégié une organisation par directions régionales intégratrices de l'ensemble de ses missions opérationnelles à l'échelle locale. Un maillage plus fin est réservé aux activités de proximité.

Le 23 octobre 2017, Enedis et GRDF ont pris la décision d'engager une réflexion afin de faire évoluer l'organisation des activités supports et logistiques.

1.4.4.2.4 Enjeux futurs

Les réseaux intelligents (*smart grids*) et les compteurs communicants (Linky)

Enedis, garant de la continuité du service public de distribution d'électricité, investit en permanence pour développer, moderniser et sécuriser le réseau électrique. L'adaptation du réseau électrique aux nouveaux besoins de la Société constitue un enjeu stratégique majeur. Pour y parvenir, Enedis déploie de manière industrielle le système communicant Linky, basé sur une nouvelle génération de compteurs, dits « compteurs communicants », qui peuvent recevoir des ordres et envoyer des données sans l'intervention physique d'un technicien. Ce système représente la première étape indispensable à la mise en place des *smart grids* ou « Réseaux intelligents ». Il s'agit d'équiper le réseau de distribution d'objets connectés dont le compteur Linky pour intégrer la production d'électricité de source renouvelable qui se développe fortement, mieux garantir l'équilibre production-consommation en tous points du réseau électrique et permettre aux fournisseurs de proposer de nouveaux services énergétiques aux clients.

Suite à une expérience réussie et validée par les pouvoirs publics, Enedis a lancé le 1^{er} décembre 2015 la première tranche de déploiement généralisé des compteurs Linky. Avec l'atteinte des 3 millions de compteurs de généralisation posés, la première tranche de déploiement s'est achevée le 6 mars 2017. À fin décembre 2017, plus de 8 millions de points de livraison étaient ainsi équipés d'un compteur Linky. Pour mémoire, l'engagement de la seconde tranche de déploiement a été approuvé par le Conseil de surveillance d'Enedis en juin 2016, l'objectif étant de remplacer 90 % des anciens compteurs d'ici fin 2021, soit environ 34 millions de compteurs.

Le montant d'investissement approuvé par le Conseil de surveillance d'Enedis en juin 2016 s'élève à 4 455 millions d'euros⁽²⁾ sur la période 2014-2021. À fin 2017, les investissements cumulés déjà réalisés sont de 1 119 millions d'euros au titre du déploiement généralisé.

Le rythme de pose des compteurs Linky est passé de moins de 3 000 compteurs/jour au début de 2016 à environ 27 000 compteurs/jour à la fin de 2017, permettant d'atteindre la cadence attendue, et ainsi d'accomplir avec succès la première année de la seconde tranche de déploiement et de débiter avec confiance l'année 2018, au cours de laquelle 7,9 millions de compteurs Linky devraient être posés.

Voir aussi section 1.5.3.2 « Législation française : Code de l'énergie ».

Accompagner la transition énergétique

Simultanément, Enedis teste à grande échelle plusieurs solutions afin d'offrir aux consommateurs et aux entreprises un réseau profondément modernisé. Ces travaux portent notamment sur l'exploitation des réseaux basse et moyenne tension, l'intégration des énergies renouvelables et des véhicules électriques, la gestion du stockage, le maintien de la tension électrique. L'enjeu pour le distributeur est d'accompagner la transition énergétique en faisant évoluer les réseaux au meilleur coût pour la Société. Grâce aux nouvelles technologies, un pilotage plus fin et plus réactif est possible, basé sur une meilleure connaissance de la consommation, de la production et de l'état du réseau. Cette « intelligence » permet d'éviter des surinvestissements en les dimensionnant à la pointe de la consommation, tout en garantissant la fiabilité du réseau, conformément au double objectif du service public confié à Enedis de performance et de sécurité.

(1) Les biens de retour sont ceux qui font obligatoirement retour à la collectivité concédante en fin de concession. Ces biens sont réputés appartenir dès l'origine à cette collectivité. Ils sont définis par le contrat de concession ou même par la loi. À défaut, sont généralement qualifiés comme tels les biens indispensables à l'exécution du service concédé.

(2) Le montant de 5,7 milliards d'euros mentionné par la Cour des Comptes dans son rapport annuel publié le 8 février 2018 correspond à des estimations de la Cour des Comptes sur un périmètre différent de celui retenu par Enedis et la CRE pour le déploiement de Linky : ce montant couvre notamment une période au-delà de 2021, et intègre les investissements prévisionnels des ELD pour déployer leurs propres compteurs communicants.

Les projets déjà réalisés ont donné des résultats dans des domaines tels que l'innovation pour le réseau, les flexibilités, l'intégration des énergies renouvelables avec en 2017 la proposition par Enedis de solutions techniques d'autoconsommation collective et individuelle testée en conditions réelles en habitat collectif et bâtiments tertiaires, le stockage, la gestion des données ou les modèles économiques.

Industrialiser les solutions techniques

Enedis poursuit l'industrialisation de solutions de pointe dans les *smart grids* et déroule sa feuille de route pour la mise en œuvre d'un « socle réseau » à horizon 2018 : cela concerne l'ensemble des composantes du réseau avec des technologies numériques dans les postes sources (les PCCN, Postes de Contrôle Commande Numérique qui assurent la gestion centrale des automates de conduite du réseau, les FAR, Fonctions d'Automatisation du Réseau qui permettent de gérer l'insertion d'électricité de sources renouvelables), les postes de distribution (postes HTA/BT Smart), les capteurs sur le réseau et l'ensemble des outils SI (prévision, conduite, gestion prévisionnelle, Linky réseau, etc.).

Cette feuille de route vise à poursuivre la modernisation du réseau, faciliter l'accueil des énergies renouvelables et accompagner l'ensemble des acteurs du système électrique.

Assurer la mutation digitale et la gestion des données

Enedis participe à la transformation numérique du système électrique en modernisant les réseaux pour accompagner la transition énergétique et en innovant pour exploiter des données en masse. En ce sens, un programme numérique est engagé depuis 2014 par Enedis, basé sur quatre volets : la gestion de l'infrastructure (télé-conduite, maintenance prédictive...), le dialogue avec l'extérieur, la gestion des données des compteurs et des capteurs, et la transformation sociale et culturelle de l'entreprise qui dote ses collaborateurs de nouveaux outils connectés aux systèmes d'information pour notamment délivrer de meilleurs services aux clients. Enedis s'est organisé pour traiter, exploiter, agréger les données collectées et les mettre à disposition des différents acteurs du système électrique (fournisseurs, gestionnaire de réseaux de transport, collectivités, nouveaux entrants) dans le respect des règles de confidentialité et de sécurité.

Agir pour les « villes du futur » ou « smart cities »

L'autoconsommation, l'auto-production, la mobilité électrique, les compteurs intelligents, la gestion des données et l'optimisation en temps réel des réseaux représentent les nouveaux enjeux des distributeurs d'électricité vis-à-vis de tous les territoires, et en particulier des métropoles. C'est aujourd'hui devenu une réalité.

Enedis promeut la place nouvelle de « DSO » (opérateur de systèmes de distribution), facilitateur de la transition énergétique dans tous les usages et à toutes les échelles, y compris locales (ville, quartier...), non seulement en termes de

réseaux mais aussi de données associées, dont ont besoin les acteurs territoriaux et notamment les métropoles ayant l'ambition de devenir des *smart cities*.

La politique d'*Open innovation* d'Enedis se développe en particulier dans les territoires, qui multiplient les initiatives énergétiques, technologiques et environnementales, et sont donc susceptibles d'apporter leur intelligence répartie (*start-ups*) qu'Enedis mobilise par ses propres recherches et innovation dans le domaine des *smart grids* et des data notamment.

Se tourner vers l'international

Dans le domaine des *smart grids*, Enedis est passé en quelques années du simple concept aux démonstrateurs, puis à l'industrialisation, avec un niveau de maturité élevé. Outre les compteurs communicants en déploiement, l'objectif est de déployer à grande échelle et sur des périmètres géographiques importants, des solutions *smart grids* sur les réseaux.

Enedis a structuré la filière industrielle française des réseaux électriques intelligents avec d'autres acteurs français du secteur, au sein de l'association *Thinksmartgrids* qui comprend désormais plus d'une centaine d'adhérents (grands groupes industriels, *start-ups*, universités ou instituts de recherche, etc.).

Aujourd'hui, l'ambition de l'équipe française des *smart grids* est de devenir leader en Europe, et l'un des leaders dans le monde. A partir des projets réalisés en France et qui constituent une vitrine industrielle de l'excellence française, Enedis promouvra le savoir-faire français à l'international.

1.4.4.3 Systèmes Énergétiques Insulaires

Les Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI) regroupent les systèmes électriques opérés par EDF et non interconnectés, ou faiblement connectés, à la plaque continentale : principalement la Corse, les départements d'outre-mer (excepté Mayotte) et les collectivités d'outre-mer de Saint-Barthélemy, Saint-Martin et Saint-Pierre-et-Miquelon.

L'organisation d'EDF dans chacun de ces territoires repose sur le maintien d'une structure intégrée, assurant à la fois une partie de la production et l'ensemble des fonctions de gestionnaire de l'équilibre entre offre et demande, de gestionnaire de réseaux (HTB, HTA et BT) et de fournisseur.

Les surcoûts de production dans ces territoires par rapport aux coûts équivalents de métropole sont considérés par le législateur comme une charge de service public, et à ce titre compensés par la Contribution au Service Public de l'Électricité (voir section 1.5.2 « Service public en France »).

Les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité (TURPE) s'appliquent aux utilisateurs raccordés aux réseaux de distribution (voir section 1.5.3.2 « Législation française : Code de l'énergie »).

PRINCIPALES CARACTÉRISTIQUES DES SEI

	Données à fin 2017	
	Total	dont Corse
Effectif ⁽¹⁾	3 425	762
Nombre de clients	1 153 052	256 563
Longueur réseaux (en km)	36 834	11 791
Puissance nette installée du parc (en MW)	2 062	559
dont parc hydraulique et autres renouvelables	440	189
dont parc thermique ⁽¹⁾	1 622	369
Production ⁽¹⁾ (en GWh)	5 907	1 346
dont production hydraulique	1 305	339
Achats d'énergie auprès des tiers (en GWh)	3 947	937
dont énergies renouvelables, y compris bagasse	1 346	257
dont autres énergies	2 601	680
TOTAL DE L'ÉNERGIE PRODUITE PAR EDF ET ACHETÉE AUPRÈS DES TIERS	9 854	2 283

(1) Données incluant EDF Production Électrique Insulaire (PEI), filiale à 100 % du groupe EDF, chargée du renouvellement des centrales thermiques en Corse et outre-mer. La puissance installée thermique est restée stable entre 2016 et 2017.

Compte tenu de l'écart existant dans ces systèmes entre le coût de production du mégawattheure et le prix de vente au tarif par la péréquation tarifaire, l'activité commerciale d'EDF consiste à y mener, seule ou en partenariat avec l'Agence de

l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) et les institutions locales, des actions d'efficacité énergétique.

Évolutions et perspectives

Des investissements destinés à moderniser et à renforcer le parc de production d'électricité à puissance garantie

Le groupe EDF a entrepris, en conformité avec la Programmation Pluriannuelle de Investissements de 2009, de remplacer ses principales centrales en fin de vie. Les nouvelles centrales seront construites et exploitées par la filiale EDF PEI (Production Électrique Insulaire).

Les chantiers de construction de quatre centrales diesel ont été menés à bien entre 2012 et 2015, pour une capacité nette totale de près de 746 MW : Port-Est à la Réunion, Bellefontaine B à la Martinique, Pointe-Jarry en Guadeloupe et Lucciana B en Haute-Corse. Ces nouveaux moyens de production, équipés de technologies innovantes, permettent au Groupe de délivrer de meilleures performances industrielles et environnementales, et contribuent à satisfaire une partie des besoins émergents en électricité dans ces territoires.

L'extension de la centrale de Saint-Barthélemy (deux nouveaux moteurs de 16 MW) et le renouvellement de la centrale de Saint-Pierre-et-Miquelon (21 MW) sont opérationnels respectivement depuis 2014 et 2015.

La centrale de Saint-Martin a été livrée fin juin 2016 pour une puissance installée de 40 MW.

Au total, EDF a investi 80 millions d'euros dans le domaine de la production d'électricité des SEI en 2017.

Des investissements dans les réseaux électriques

La poursuite de la croissance de la consommation dans ces territoires malgré les actions d'efficacité énergétique engagées, ainsi que le développement des énergies renouvelables, conduisent le groupe EDF à poursuivre le renforcement des réseaux électriques. La Corse comme les départements d'outre-mer étant dotés de parcs naturels, certaines de ces nouvelles liaisons haute tension seront construites selon des techniques souterraines ou sous-marines.

EDF a ainsi investi 200 millions d'euros dans le domaine des réseaux en 2017.

Une implication dans des projets destinés à mieux intégrer les énergies renouvelables dans le mix de production d'électricité et à optimiser la gestion des systèmes électriques

La loi de transition énergétique fixe aux DOM un objectif d'autonomie énergétique pour 2030.

Le groupe EDF soutient l'émergence et le développement de modes de production d'électricité à base d'énergies renouvelables adaptées aux SEI. Les modes privilégiés sont ceux qui offrent une énergie abondante et garantie à coûts de production compétitifs mais aussi maîtrisés sur la durée, de manière à les positionner comme des alternatives crédibles à la production thermique : biomasse, énergies marines et fluviales, valorisation des déchets, biogaz. Des études sont également en cours pour utiliser le GNL en substitution du combustible fioul.

EDF contribue également à faire progresser les capacités techniques d'insertion des énergies renouvelables intermittentes dans les SEI et s'engage dans des projets d'expérimentation de réseaux communicants en partenariat avec d'autres industriels, des laboratoires de recherche et l'ADEME.

Des travaux sont également en cours pour faire émerger des micros-réseaux alimentés à 100 % en énergies renouvelables dans certaines zones isolées. Un système innovant associant photovoltaïque, pilotage numérique et stockage a ainsi été installé en 2017 sur l'île de Sein, permettant une alimentation 100 % d'origine renouvelable pendant plusieurs heures par jour.

Aléas climatiques extrêmes de 2017

Cyclones Irma et Maria

Le cyclone Irma a touché les îles de St Martin et de St Barthélemy le 6 septembre 2017. Face aux conséquences du passage de l'ouragan Irma, les équipes de SEI appuyées par les nombreux renforts venus de tout le Groupe (DPN, DPIT, Enedis) se sont mobilisées et ont déployé des moyens exceptionnels pour faire face à la situation. Au bout de 5 semaines, l'accès à l'électricité était rétabli.

Par ailleurs, la Guadeloupe et la Martinique ont été touchées dans une moindre mesure par l'ouragan Maria une dizaine de jours plus tard.

Phase de reconstruction

Les moyens de production ont été relativement épargnés. La reconstruction des réseaux électriques a été entamée en 2018 et sera longue ; elle devra permettre d'améliorer la résilience des réseaux et des ouvrages aux aléas climatiques.

Le déploiement du compteur numérique sur les deux îles permettra par ailleurs d'optimiser les efforts de maîtrise de la demande d'énergie et l'insertion des énergies renouvelables sur le réseau.

1.4.4.4 Électricité de Strasbourg

ÉS est l'énergéticien alsacien durablement engagé dans la performance énergétique et économique de son territoire au travers de ses quatre activités : la distribution d'électricité, la fourniture d'énergies, les services énergétiques et la production d'énergies renouvelables. Ce portefeuille d'activités permet à ÉS d'accompagner au mieux ses clients dans la transition énergétique.

ÉS effectue également des prestations au profit d'Entreprises Locales de Distribution (ELD) dans l'est de la France.

ÉS est détenu à hauteur de 88,64 % par EDF, le solde des actions étant détenu par le public et les salariés. Ses actions sont admises aux négociations sur Euronext Paris.

1.4.4.4.1 Distribution

Strasbourg Electricité Réseaux exerce les activités de gestionnaire du réseau de distribution d'électricité. Strasbourg Electricité Réseaux exploite, entretient, développe et renouvelle un réseau électrique de plus de 14 000 kilomètres dans plus de 400 communes alsaciennes qui lui ont concédé leur réseau de distribution d'électricité, les contrats de ces concessions ayant été renouvelés entre 1993 et 2001 pour une durée de 40 ans. Le territoire desservi couvre les trois quarts du département du Bas-Rhin et compte plus de 520 000 points de livraison en Basse et Haute Tension de niveaux A et B, ainsi que des connexions avec le réseau d'Enedis et deux autres gestionnaires de réseaux en aval.

Afin de se conformer aux évolutions récentes du Code de l'énergie, ÉS a procédé au processus de filialisation de son activité de distribution au 1^{er} mai 2017.

1.4.4.4.2 Commercialisation

ÉS Énergies Strasbourg est la filiale de commercialisation d'ÉS.

ÉS Énergies Strasbourg fournit en énergies près de 500 000 clients en électricité (y compris renouvelable) et 110 000 en gaz, aussi bien particuliers que professionnels (tertiaire et industrie) ou collectivités.

En complément de la fourniture d'électricité et de gaz, ÉS Énergies Strasbourg propose à ses clients des services associés, tels que des services de dépannage (électricité, gaz ou plomberie), et des services digitaux destinés à aider les clients à mieux comprendre leur facture et à mieux gérer leurs consommations. Par ailleurs, ÉS Énergies Strasbourg a poursuivi, pour ses clients particuliers, la mise en œuvre de services d'accompagnement sur la rénovation et la construction dans l'habitat via un portail de mise en relation des clients avec un réseau de partenaires locaux.

Suite à la fin des tarifs réglementés de vente de plus de 36 kVA en électricité et de plus de 30 MWh en gaz, ÉS vend 50 % de ses volumes d'électricité et 75 % de ses volumes de gaz en offre de marché. Des offres compétitives et son fort ancrage local ont permis à ÉS de conserver une importante part de marché.

1.4.4.4.3 Services énergétiques

ÉS Services Énergétiques est née de l'association entre Écotral, filiale de services énergétiques d'ÉS, et Dalkia Bas-Rhin, au 1^{er} janvier 2016.

L'entité réalise et exploite des installations de services énergétiques à destination des collectivités, de l'habitat, de la santé, du tertiaire et de l'industrie. ÉS Services Énergétiques a remporté en 2016, en partenariat avec un autre opérateur, la délégation de service public du réseau de chaleur des quartiers de HautePierre et des Poteries de l'Eurométropole de Strasbourg, alimentant l'équivalent d'environ 16 000 logements.

ÉS Services énergétiques réalise aussi l'exploitation et la maintenance de la centrale biomasse de Strasbourg située au Port du Rhin, la mission d'ensemblier pour le groupe Safran sur son site de Molsheim, la réalisation, l'exploitation et la maintenance des installations thermiques de la nouvelle zone d'activité commerciale Saint Urbain, ou encore la mise en lumière de l'église Saint Thomas, édifice emblématique de la ville de Strasbourg classé au patrimoine mondial de l'Unesco.

1.4.4.4 Production d'énergie renouvelable

Géothermie profonde

ÉS est un des principaux acteurs de la géothermie profonde en France. Il détient une participation à hauteur de 40 % dans le projet ECOGI (Exploitation de la chaleur d'origine géothermique pour l'industrie), qui a construit en partenariat avec la société Roquette et la Caisse des Dépôts la première centrale de géothermie profonde à usage industriel à Rittershoffen, avec le soutien de l'ADEME, de la Région Grand-Est et de SAF-Environnement. Cette centrale produit 24 MW thermique d'eau surchauffée renouvelable à partir d'une ressource géothermale située à plus de 2 500 mètres de profondeur depuis septembre 2016.

Outre les projets en cours d'étude, ÉS a également transformé avec son partenaire EnBW le site de recherche en géothermie profonde de Soultz-sous-Forêts en installation industrielle de production d'électricité. Cette centrale de géothermie produit 1,7 MW électriques depuis juillet 2016.

ÉS a également lancé en 2017 le projet de géothermie d'Illkirch Graffenstaden, qui vise à alimenter le futur réseau de chaleur qui fournira le parc d'innovation et ses environs. Ce projet est porté par une filiale 100 % ÉS, ÉS Illkirch Géothermie. L'investissement représente 37 millions d'euros. Cette centrale d'une puissance thermique de 26 MW est une centrale de cogénération (production de chaleur et d'électricité).

Biomasse

Dans le domaine de la biomasse, ÉS a mis en service fin 2016, au travers de sa participation majoritaire dans la société ÉS Biomasse, une centrale de cogénération biomasse. Cette centrale produit 70 GWh d'électricité d'origine renouvelable et 112 GWh de chaleur d'origine renouvelable, qui alimentent deux des trois principaux réseaux de chaleur de la ville de Strasbourg.

1.

1.4.5 ACTIVITÉS DU GROUPE À L'INTERNATIONAL

1.4.5.1 Royaume-Uni

L'activité du groupe EDF au Royaume-Uni est placée sous la responsabilité d'EDF Energy en ce qui concerne la fourniture d'énergie et la production d'électricité. Le Groupe opère également dans le secteur de l'exploration-production de pétrole et de gaz en mer du Nord via EDF Production UK, une filiale d'Edison (voir sections 1.4.5.2.3.2 « Activités dans le secteur des hydrocarbures » et 1.4.6.2.2.3 « Exploration et Production (E&P) »).

EDF Energy est principalement présent dans la production d'électricité au Royaume-Uni, la fourniture d'électricité aux particuliers et aux clients professionnels, la fourniture de gaz aux clients particuliers, la construction de réacteurs nucléaires de nouvelle génération ainsi que le développement et l'exploitation de projets renouvelables. En 2017, la production totale d'électricité au Royaume-Uni était d'environ 335 TWh et la fourniture d'électricité proche de 296 TWh (la différence correspondant principalement aux déperditions sur les réseaux de transport et distribution). Le volume total de gaz fourni aux clients particuliers au Royaume-Uni s'est élevé à 295 TWh en 2017. EDF Energy est l'une des plus grandes entreprises énergétiques et le plus gros producteur d'électricité bas carbone du Royaume-Uni. EDF Energy produit environ un cinquième de l'électricité du pays par l'intermédiaire

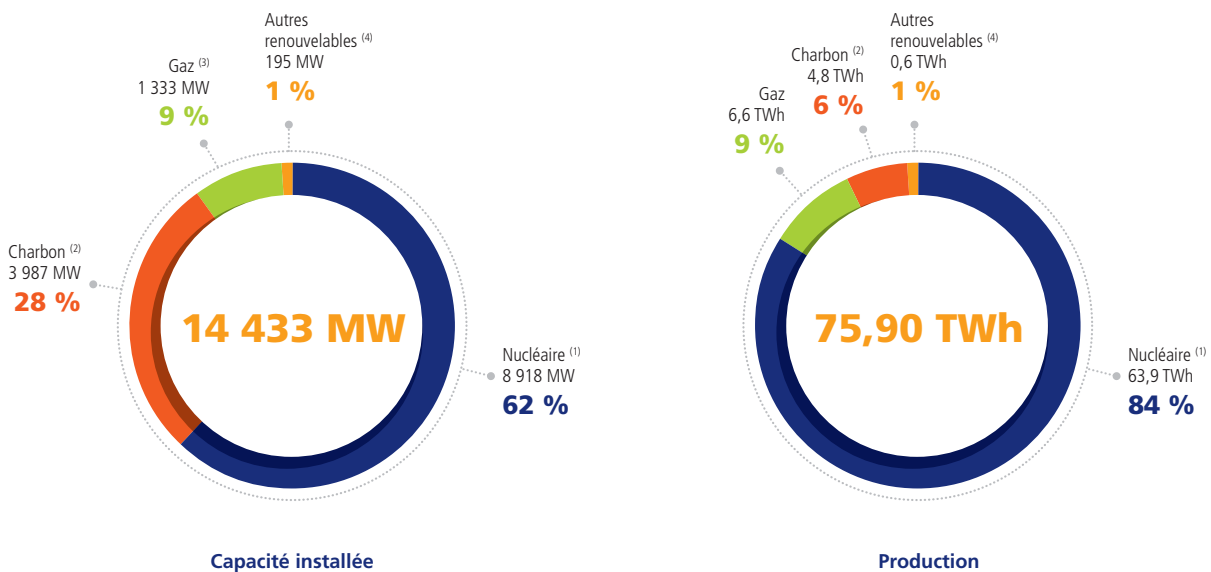
de ses centrales nucléaires, de ses parcs éoliens, de ses centrales à charbon et à gaz et de ses centrales de cogénération.

L'entreprise fournit du gaz et de l'électricité à 5,5 millions de comptes clients professionnels et résidentiels et s'est imposée comme le premier fournisseur d'électricité de Grande-Bretagne en termes de volume.

EDF Energy est le moteur de la renaissance du Royaume-Uni dans le secteur du nucléaire. En partenariat avec China General Nuclear Corporation (CGN), EDF Energy a lancé le chantier de construction de la centrale Hinkley Point C dans le Somerset, et développe d'autres projets de nouveau nucléaire à Sizewell, dans le Suffolk, et à Bradwell, dans l'Essex.

La Société compte environ 12 500 salariés répartis sur ses différents sites à travers le pays. Les salariés sont fortement impliqués : 82 % des salariés ont participé à l'enquête annuelle du personnel et le score d'implication ressort à 75 %. 78 % des sondés recommanderaient EDF Energy comme un lieu de travail privilégié et 79 % sont fiers de faire savoir qu'ils y travaillent. 91 % des salariés se dépassent afin de garantir le succès d'EDF Energy.

→ Capacité installée et production en 2017 d'EDF Energy



(1) Les chiffres indiqués représentent 100 % de la capacité nucléaire et de la production nucléaire, réparties à 80 %/20 % entre EDF Energy et Centrica.

(2) La capacité de charbon représente une « capacité d'entrée de connexion ». Puissance nette incluant la biomasse.

(3) La capacité gaz inclut 1,35 MW de Barkantine CHP.

(4) En cas de détention de plus de 50 % des actifs par EDF Energy, les capacités présentées correspondent à 100 % de la capacité installée et de la production générale. Production d'énergie renouvelable hors biomasse.

	31/12/2017	31/12/2016
Électricité fournie ⁽¹⁾ (en GWh)	43 769	46 242
Gaz fourni (en GWh)	27 879	28 307
Nombre de comptes clients résidentiels (en milliers)	5 160	5 221
Nombre d'employés ⁽²⁾	12 797	13 331
Taux global d'accidents déclarés ⁽³⁾	0,59	0,68

(1) Électricité fournie au client final comprenant l'ajustement pour énergie en compteur de l'année N - 1.

(2) Inclut les salariées en congé maternité.

(3) Taux global d'accidents déclarés : Nombre annuel total d'accidents du travail avec arrêts, décès, blessures traitées au travail (hors premiers soins)/nombre d'heures travaillées × 1 000 000. Cela concerne tous les salariés, le personnel intérimaire et le personnel des sous-traitants. Hors EDF Energy Renewables et hors projet Hinkley Point C.

1.4.5.1.1 Stratégie

La stratégie d'EDF Energy vise à assurer un développement durable de ses activités sur le long terme en répondant aux besoins de ses clients en termes d'énergie et de services associés de manière efficace et responsable, tout en contribuant à la transition vers une économie plus décarbonée via une production d'électricité bas carbone, sûre, fiable et abordable. Dans le cadre de son projet 2020, EDF Energy a élaboré des plans d'actions détaillés reposant sur la vision et les objectifs ambitieux définis par le plan stratégique CAP 2030 du groupe EDF. Toutes ces actions sont guidées par la volonté de maintenir les meilleures performances de sûreté du secteur et d'optimiser les coûts à tous les niveaux de l'entreprise.

Dans ses activités de fourniture d'énergie, EDF Energy a pour ambition de faciliter l'accès énergétique à ses clients et s'emploie par conséquent à proposer des solutions de meilleure qualité, plus rapides et moins onéreuses grâce aux technologies numériques et à l'innovation. Cela implique également, dans le cadre du programme national, l'installation de compteurs intelligents au domicile de nos clients et dans les locaux des petites entreprises. EDF Energy aide ses clients à optimiser leur consommation et leur production d'énergie et à tirer le meilleur parti de leurs maisons de plus en plus connectées (au même titre que des bâtiments publics, collectivités et villes connectés), tout en leur garantissant un service d'excellence et un confort optimal. Avec la co-entreprise de services énergétiques créée avec Dalkia, et notamment la société Imtech récemment acquise, EDF Energy entend aider les entreprises à identifier et à élaborer des solutions permettant de favoriser l'efficacité énergétique tout en réduisant les émissions de carbone et en réalisant des économies. Pour répondre aux transformations majeures que connaît le secteur énergétique, EDF Energy a lancé Blue Lab, qui vise à identifier, développer et tester rapidement de nouvelles opportunités commerciales et de nouveaux services à proposer aux clients.

En matière de production énergétique, l'objectif d'EDF Energy est de créer de la valeur en maintenant l'excellence opérationnelle de ses actifs existants et en développant un portefeuille d'investissements nouveaux. En partenariat avec China General Nuclear Corporation (CGN), EDF entreprend la construction de deux nouvelles tranches nucléaires (d'une capacité totale de 3,2 GW) à Hinkley Point, dans le Somerset, reposant sur la technologie EPR. EDF Energy travaille également avec CGN pour poursuivre la préparation du projet de construction d'un EPR similaire de 3,2 GW à Sizewell, dans le Suffolk où une seconde phase de consultation publique a été réalisée en février 2017. Les conclusions de celle-ci sont en cours d'analyse et EDF Energy continue d'interagir avec les parties-prenantes dans le cadre de la demande d'autorisation de pré-développement. Par ailleurs, EDF Energy propose le développement, d'une nouvelle centrale nucléaire reprenant la technologie HPR1000 de CGN pour le Royaume-Uni à Bradwell, dans l'Essex. Avec EDF Energy Renewables (co-entreprise créée avec EDF Énergies Nouvelles), EDF Energy exploite environ 700 MW de parcs éoliens, poursuit le développement de projets de production d'énergies renouvelables de nouvelle génération et étudie les possibilités de mettre en place des actifs flexibles, tels que la réalisation d'un projet de batteries représentant 49 MW à West Burton B, qui pourra répondre aux besoins de National Grid en termes de régulation de fréquence.

EDF Energy cherche à sécuriser la valeur créée par ses actifs nucléaires, charbon et gaziers existants, en assurant une excellence opérationnelle continue et une production sûre et fiable. Depuis 2009, la société a étendu la durée de vie de l'ensemble de ses réacteurs refroidis au gaz (RAG) pour une durée moyenne de 8 ans, ce qui a permis au Royaume-Uni de continuer à bénéficier d'une production nucléaire bas carbone le plus longtemps possible. Cela contribue également à la création d'emplois et à la préservation des compétences dans le secteur nucléaire britannique. Néanmoins, compte tenu des gros composants ne pouvant pas être remplacés, il existe une limite technique à la durée de vie des réacteurs AGR ; dans

la mesure où la fin de vie de ces réacteurs approche, EDF Energy cherchera à optimiser la valeur de fin de vie de ces réacteurs. Cela peut inclure l'extension à petite échelle et en mode expérimental de réacteurs spécifiques si les considérations techniques et de sûreté sont réunies. EDF Energy explore aussi la possibilité de développer de nouvelles activités dans le démantèlement nucléaire, en s'appuyant sur son expertise dans le fonctionnement des centrales nucléaires existantes au Royaume-Uni.

D'autres actions stratégiques importantes concernant le parc de production de l'entreprise portent sur l'optimisation du fonctionnement de la centrale de West Burton B, dotée de turbines à Cycles Combinés Gaz, ainsi que l'optimisation des capacités de production des centrales à charbon sur leur durée de vie restante, en s'appuyant sur le mécanisme de marché de capacité britannique.

1.4.5.1.2 Activités

1.4.5.1.2.1 Production nucléaire

EDF Energy possède et exploite huit centrales nucléaires (soit quinze réacteurs) d'une capacité totale de 8,9 GW au Royaume-Uni.

Depuis 2009, Centrica plc. (« Centrica ») détient une participation de 20 % dans Lake Acquisitions Limited, société détenant les actifs de production nucléaire (hors Nouveau Nucléaire).

Technologie du parc de production nucléaire

Sept des huit centrales nucléaires (Dungeness B, Hartlepool, Heysham 1, Heysham 2, Hinkley Point B, Hunterston B et Torness) sont des centrales à réacteurs avancés refroidis au gaz (RAG) ; la huitième, Sizewell B, est une centrale à réacteur à eau pressurisée (REP).

Sûreté et radioprotection

La sûreté nucléaire est la priorité absolue d'EDF Energy (voir section 3.2.4.1 « Sûreté nucléaire »).

Des procédures strictes sont appliquées pour contrôler et réduire le plus possible les doses de radiation reçues par les employés et les sous-traitants de toutes les centrales nucléaires existantes d'EDF Energy. En 2017, la dose individuelle moyenne reçue par tous les employés des sites nucléaires existants d'EDF Energy a été de 0,041 mSv, la dose limite légale étant de 20 mSv par an. La dose individuelle la plus forte reçue en 2017 est de 5,5 mSv.

Durée d'exploitation des centrales nucléaires

La durée de vie effective de chaque centrale est principalement déterminée par sa capacité technique et financière à maintenir le niveau de sûreté requis. Celle-ci est déterminée à chaque arrêt programmé avant la période d'exploitation suivante au moyen d'opérations d'inspection, de maintenance, de test et d'évaluation de la performance de la centrale. Après chaque arrêt programmé, le redémarrage du réacteur doit faire l'objet d'une autorisation préalable de l'Autorité de sûreté nucléaire du Royaume-Uni (*Office for Nuclear Regulation* – ONR). La période d'exploitation courant entre les arrêts programmés est généralement de trois ans pour les centrales RAG et de dix-huit mois pour Sizewell B.

Par ailleurs, tous les dix ans, les centrales font l'objet d'un examen périodique de la conception et de la sûreté opérationnelle et organisationnelle plus minutieux et plus étendu (*Periodic Safety Review* — PSR), qui doit également être validé par l'ONR afin de pouvoir poursuivre l'exploitation. L'ONR a validé en janvier 2017 les PSR de Hinkley Point B et de Hunterston B, et en janvier 2018 celui de Dungeness B. À l'heure actuelle, l'ONR examine les réacteurs de Hartlepool et d'Heysham 1, avec une validation attendue en janvier 2019. Les examens périodiques des réacteurs d'Heysham 2 et de Torness sont en cours de préparation, avec un examen de la part de l'ONR envisagé en 2019 et une validation attendue en janvier 2020.

Les centrales RAG ont été conçues pour une durée de vie nominale de 25 ans, et Sizewell B pour une durée de vie de 40 ans. Toutefois, les savoirs techniques, les compétences opérationnelles et l'expérience d'EDF Energy en matière de sûreté, accumulés au fil des ans, ont permis d'allonger les durées d'exploitation prévues des centrales RAG. Avant de devenir la propriété d'EDF Energy, la durée d'exploitation de ces centrales avait été allongée de dix ans en moyenne, et EDF Energy s'est efforcée, lorsque cela se révélait possible et économiquement viable, d'obtenir de nouvelles extensions de durées d'exploitation. L'allongement des durées d'exploitation nécessite de nouveaux investissements dans chaque centrale et doit pouvoir être justifié techniquement, financièrement et en termes de sûreté. Par ailleurs, dans la mesure où cela peut entraîner une augmentation des passifs

nucléaires, l'accord de l'autorité britannique de démantèlement nucléaire (*Nuclear Decommissioning Authority – NDA*) est nécessaire.

Depuis l'acquisition de British Energy par EDF, les durées d'exploitation des centrales RAG ont été allongées de huit ans supplémentaires en moyenne. Les prolongations les plus récentes ont été annoncées en février 2016. La durée d'exploitation de Hartlepool et Heysham 1 a été prolongée de cinq ans, celle de Heysham 2 et Torness, de sept ans.

Bien que les travaux permettant l'extension de la durée d'exploitation de Sizewell B n'aient pas encore été entrepris, EDF Energy estime que la durée d'exploitation de la centrale pourrait être allongée d'environ 20 ans.

1.

DURÉES D'EXPLOITATION ⁽¹⁾ ET DATES DE FERMETURE

Centrales électriques	Type de réacteur	Début de production	Durée d'exploitation déclarée	Prolongations déjà déclarées	Date prévue de fermeture	Examens périodiques de sûreté programmés
Hinkley Point B	RAG	Fév. 1976	47 ans	22 ans	2023	2017
Hunterston B	RAG	Fév. 1976	47 ans	22 ans	2023	2017
Dungeness B	RAG	Avr. 1983	45 ans	20 ans	2028	2018
Heysham 1	RAG	Juil. 1983	41 ans	15 ans	2024	2019
Hartlepool	RAG	Août 1983	41 ans	15 ans	2024	2019
Torness	RAG	Mai 1988	42 ans	17 ans	2030	2020
Heysham 2	RAG	Juil. 1988	42 ans	17 ans	2030	2020
Sizewell B	REP	Fév. 1995	40 ans	-	2035	2025

(1) Telles que formellement enregistrées par EDF Energy et approuvées par le NDA.

PUISSANCE ET PRODUCTION PAR CENTRALE ÉLECTRIQUE

Centrales électriques	Puissance ⁽¹⁾ (en MW)	Production ⁽²⁾ (en TWh)	
		2017	2016
Centrales électriques RAG			
Dungeness B	1 050	5,7	7,7
Hartlepool	1 180	9,3	6,6
Heysham 1	1 155	6,3	7,6
Heysham 2	1 230	10,3	9,6
Hinkley Point B	955	7,3	7,2
Hunterston B	965	7,3	7,9
Torness	1 185	8,9	9,9
Centrale électrique REP			
Sizewell B	1 198	8,8	8,6
TOTAL	8 918	63,9	65,1
FACTEUR DE CHARGE ⁽³⁾		82 %	83 %

(1) Les capacités sont nettes de toute puissance consommée pour le propre usage des centrales, y compris l'électricité importée du réseau.

(2) La production de chaque année prend en compte les arrêts planifiés, non planifiés et pour rechargement en combustible.

(3) Les facteurs de charge sont obtenus en divisant la production effective par la production qui aurait été réalisée si chaque centrale fonctionnait à pleine capacité pour la période en question.

Revue opérationnelle du parc nucléaire existant

Le parc nucléaire a généré 63,9 TWh en 2017, soit 1,2 TWh de moins qu'en 2016 (65,1 TWh). La baisse de la production s'explique en grande partie par un arrêt programmé supplémentaire en 2017, deux autres arrêts pour inspection du cœur du réacteur à Hinkley Point B et à Hunterston B, des pertes imprévues plus élevées et une journée de production de moins (2016 étant une année bissextile), compensés par moins de ravitaillements à vide et la première année complète de fonctionnement de sept des huit générateurs du réacteur 1 à Heysham 1 depuis que sa charge a été limitée suite à la découverte de la défaillance d'un support central d'un générateur de vapeur en 2014.

La production de 2017 constitue la deuxième plus élevée depuis le déclassement de Hinkley Point B et de Hunterston B en 2006. En outre, le facteur de charge qui, suite à la révision des capacités, tient compte de ces déclassements, s'est élevé à 82 %. Il s'agit là de la deuxième meilleure performance annuelle du parc depuis sa création.

Des arrêts programmés ont été réalisés sur le réacteur 21 de Dungeness B, le réacteur 1 de Heysham 1, le réacteur 4 de Hunterston B et le réacteur 1 de Torness. Un arrêt programmé a débuté sur le réacteur de Sizewell B ; l'unité 2 a été recouplée le 31 janvier 2018, et l'unité 1 le 1^{er} février 2018. L'arrêt avait été prolongé afin d'effectuer des réparations sur le générateur de vapeur.

Gestion des déchets radioactifs

Au Royaume-Uni, les déchets radioactifs sont classés en quatre catégories :

- les déchets de « faible activité » (*Low Level Waste – LLW*), pour lesquels un exutoire existe avec le centre de stockage de légère subsurface de Drigg en Cumbria ;
- les déchets de « moyenne activité » (*Intermediate Level Waste – ILW*) pour lesquels aucun exutoire n'est actuellement disponible au Royaume-Uni ;

- les déchets de « haute activité » (*High Level Waste – HLW*) qui se définissent comme des déchets radioactifs dont la température peut s'élever significativement du fait du niveau de radioactivité, si bien que ce facteur doit être pris en compte dans la conception des installations de stockage de ces déchets ;
- les déchets de « très haute activité » (*Higher Activity Waste – HAW*) qui regroupent les déchets HLW, ILW et LLW qui ne peuvent être stockés dans des exutoires de subsurface.

La stratégie d'EDF Energy concernant les déchets LLW et HAW est conforme à la volonté des gouvernements britanniques et écossais d'appliquer les principes hiérarchisés de gestion des déchets (réduire, réutiliser, recycler, récupérer). Elle favorisera également l'utilisation optimale du centre de stockage de déchets LLW dans le comté de Cumbria au Royaume-Uni. À l'heure actuelle, seule une voie d'évacuation pour les déchets LLW existe au Royaume-Uni.

Les déchets HAW sont entreposés sur le moyen terme dans des installations sûres, construites spécialement à cet effet, sur les sites des centrales appartenant à EDF Energy en attendant que l'Angleterre et l'Écosse déploient des solutions de stockage à plus long terme à l'échelle nationale.

En vertu de dispositions contractuelles historiques, le combustible usé issu des réacteurs de type RAG est acheminé sur le site de retraitement de Sellafield (détenu par la NDA) en vue d'y être retraité ou entreposé sur le long terme. Les déchets HAW, à forte capacité thermique provenant du retraitement du combustible usé des réacteurs de type RAG, sont transformés en blocs de verre pour un entreposage sûr et de longue durée.

S'agissant de Sizewell B, le combustible usé est entreposé sur site et EDF Energy a construit une installation d'entreposage à sec sur le site afin de garantir l'entreposage en toute sécurité du combustible usé qui sera généré tout au long de la durée d'exploitation de Sizewell B. Après un entreposage en surface sur le long terme, le combustible REP usé de Sizewell B sera ensuite placé dans un futur site de stockage géologique du Royaume-Uni.

Du fait de la nature des activités d'EDF Energy et des liens historiques avec le gouvernement britannique, la NDA approuve la stratégie d'EDF Energy concernant le combustible usé et la gestion des déchets radioactifs provenant des centrales d'EDF Energy. Toutefois, des politiques visant à améliorer et à minimiser en permanence les quantités de combustible usé et de déchets sont mises en œuvre par EDF Energy, sur la base des politiques plus larges établies à l'échelle de l'entreprise en matière de sûreté, de développement durable et d'environnement.

Coûts liés à la gestion des déchets radioactifs et au démantèlement des centrales – accords de restructuration

Des accords ont été initialement conclus en 2005 dans le cadre du plan de restructuration mis en œuvre à partir de 2002 de l'ancien groupe British Energy sous l'égide du gouvernement britannique, afin de stabiliser sa situation financière. Depuis l'acquisition de British Energy par EDF, c'est EDF Energy Nuclear Generation Group (EENGG) qui en est désormais titulaire.

En vertu de ces accords de restructuration :

- le Fonds pour les engagements nucléaires (Nuclear Liabilities Fund — NLF), un organisme indépendant constitué par le gouvernement britannique dans le cadre de la restructuration, a accepté de financer, sur les instructions du Secrétaire d'État, et dans la limite de ses actifs : (i) des engagements nucléaires potentiels ou latents éligibles (y compris les engagements liés à la gestion des combustibles usés provenant de l'exploitation de la centrale de Sizewell B) et (ii) les coûts de démantèlement éligibles liés aux centrales nucléaires existantes détenues et exploitées par EENGG ;
- le Secrétaire d'État a accepté de financer : (i) des engagements nucléaires potentiels ou latents éligibles (y compris les passifs liés à la gestion des

combustibles usés provenant de l'exploitation de la centrale de Sizewell B) ; et les coûts de démantèlement éligibles, dans les deux cas en relation avec les centrales nucléaires existantes détenues et exploitées par EENGG, dans la mesure où ils excèdent les actifs du Fonds NLF ; et (ii) dans la limite d'un plafond de 2 185 millions de livres sterling (valeur monétaire de décembre 2002, ajustée en conséquence), les passifs historiques éligibles pour le combustible usé provenant de l'exploitation des centrales de type RAG avant le 15 janvier 2005 ;

- EDF Energy assume le financement de certains passifs exclus ou non éligibles (principalement les passifs qui proviendraient d'une exploitation des centrales qui ne serait pas conformes aux règles de sécurité et de prudence) et les obligations potentielles connexes au titre de ces passifs de ses filiales relevant du NLF et du Secrétaire d'État. Celles-ci sont contre-garanties par les principales filiales d'EENGG.

Certaines sociétés d'EENGG, dont EDF Energy Nuclear Generation Limited, ont conclu un accord distinct avec la NDA portant sur la gestion du combustible usé provenant de l'exploitation des centrales de type RAG à compter du 15 janvier 2005 (appelé « nouveau combustible ») et n'assument aucune responsabilité ou passif par rapport à ce combustible à l'issue de son transfert à Sellafield.

Le Secrétaire d'État et le groupe EDF ont accepté des avenants limités aux accords de restructuration, en relation avec l'acquisition d'EENGG par Lake Acquisitions Limited. Des avenants limitent notamment, sous réserve de certaines exceptions, la majorité des droits et obligations imposés par les accords de restructuration uniquement à EENGG, ses filiales et entités affiliées. En conséquence, ces droits et obligations ne sont pas étendus au groupe EDF ou à ses autres filiales. Les avenants n'ont pas d'impact sur les engagements contractuels de financement établis par le Secrétaire d'État ou le NLF à l'égard d'EENGG.

Certains avenants aux accords de restructuration reflètent l'amélioration de la notation financière d'EENGG obtenue postérieurement à l'acquisition. En particulier, EENGG est tenu de maintenir une réserve de trésorerie minimum. Les avenants ont réduit le niveau minimal de cette réserve à 290 millions de livres sterling. La réserve de trésorerie pourra être réduite à zéro si EENGG obtient et maintient une notation du type investment grade (de première qualité) ou si des lignes de crédit irrévocables d'un même montant sont mises en place entre des institutions financières tierces ou un membre du groupe EDF disposant d'une notation financière de première qualité et une composante d'EENGG.

1.4.5.1.2 Production d'énergies renouvelables

Par l'intermédiaire d'EDF Energy Renewables (EDF ER), une co-entreprise regroupant EDF Energy et EDF Énergies Nouvelles, EDF Energy développe ses propres actifs renouvelables. Par ailleurs, EDF Energy a signé des contrats d'achat d'énergie avec des producteurs d'énergies renouvelables et soutient des producteurs indépendants. Cette approche équilibrée lui permet d'atteindre ses quotas réglementaires RO (Renewables Obligations) et de fournir à ses clients de l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables.

EDF ER exploite actuellement 36 parcs éoliens, pour une capacité totale de production de 704,2 MW, dont Beck Burn (31 MW), qui a été mis en exploitation en 2017. Un autre parc éolien terrestre est en cours de construction, Dorenell (177 MW), le plus grand parc éolien terrestre d'EDF ER à ce jour, dont l'exploitation devrait commencer début 2019.

EDF ER continue d'élargir sa gamme de technologies avec la construction d'une installation de stockage par batteries de 49 MW. Cette installation sera construite à côté des centrales à charbon et CCGT de West Burton. En outre, lors de l'enchère de capacité qui s'est tenue en décembre 2016, l'installation a remporté un contrat de marché de capacités de 15 ans pour livraison à partir d'octobre 2020.

EDF EN Services UK Limited, une co-entreprise entre EDF Energy et EDF Énergies Nouvelles opérationnelle depuis octobre 2015, poursuit son expansion et propose désormais des activités d'exploitation et de maintenance sur 25 parcs éoliens détenus intégralement ou partiellement et 2 parcs éoliens détenus par des tiers.

1.4.5.1.2.3 Production thermique et stockage gaz

Centrales électriques	Localisation	Année de mise en service	Nombre d'unités	Type de centrale	Puissance (en MW)	Production (en TWh)	
						2017	2016
Cottam	Nottinghamshire	1970	4	Charbon	2 000	3,1	1,5
West Burton A	Nottinghamshire	1970	4	Charbon et turbines au gaz à circuit ⁽¹⁾	1 987	1,7	1,2
West Burton B	Nottinghamshire	2013	3	Cycles Combinés Gaz	1 332	6,6	5,3

(1) Cycle Combiné Gaz ouvert.

En 2017, les centrales au charbon de Cottam et de West Burton A ont produit 4,8 TWh d'électricité. Supérieure à l'année précédente, cette production demeure satisfaisante sur une période caractérisée par de faibles dark spreads et des arrêts au niveau de sept des huit tranches charbon. La centrale CCGT de West Burton B a produit 6,6 TWh, bénéficiant de l'amélioration des spark spreads et du maintien du mécanisme d'équilibrage.

En février 2017, toutes les tranches charbon, y compris les tranches Cycle Combiné Gaz ouvert (CCGT), et toutes les tranches Cycle Combiné Gaz fermé (CCGT) ont

remporté un contrat de marché de capacité à compter de 2017, et pour une durée d'un an, au prix d'équilibre de 6,95 €/KW.

EDF Energy exploite deux sites de stockage de gaz à cycle court dans le Cheshire. Hole House a été rachetée à EDF Trading en avril 2014. Cet actif est opérationnel et affiche un volume total de gaz utile d'environ 18 millions de thermies. Hill Top Farm a démarré ses activités à la mi-janvier 2015, avec le lancement commercial de trois cavités. Les deux cavités restantes sont en phase de développement et devraient devenir opérationnelles d'ici fin 2018.

1.4.5.1.2.4 Division Clients

	31/12/2017	31/12/2016
Électricité fournie aux clients (en GWh)	43 769	46 242
Gaz fourni aux clients (en GWh)	27 879	28 307
Nombre de comptes clients particuliers (en milliers)	5 160	5 221

La Division Clients est responsable de l'approvisionnement en gaz et en électricité des clients résidentiels et professionnels au Royaume-Uni, ainsi que de l'optimisation sur le marché de gros de la production d'EDF Energy et des actifs clients.

EDF Energy réalise ses ventes d'énergie auprès de deux principaux segments de clientèle : les clients particuliers et les clients professionnels. Les clients professionnels comptent de grands groupes industriels aussi bien que de petites entreprises privées. EDF Energy adopte différentes stratégies de gestion des risques pour ses clients particuliers et professionnels.

Clients particuliers

Au cours de 2017, EDF Energy a fourni 12,4 TWh d'électricité et 27,8 TWh de gaz à sa clientèle de particuliers. Au 31 décembre 2017, EDF Energy détenait sur ce segment 3,2 millions de comptes clients électricité et 2,0 millions de comptes clients gaz.

Concurrence

Les données les plus récentes (fin octobre 2017) de Cornwall sur les parts de marché montrent que la part de marché cumulée des petits et moyens fournisseurs s'élève désormais aux alentours de 21 % contre 16,5 % fin janvier 2017. Il y avait 60 petits et moyens fournisseurs à la fin juin (hors marques blanches et Licence Lites), notamment Engie et Vattenfall, qui a fait l'acquisition d'isSupply Energy.

EDF Energy comptait 5,16 millions de comptes produits fin décembre 2017, soit une baisse de près de 60 000 comptes depuis le début de l'année. Le volume des comptes produits est globalement resté constant par rapport au niveau de l'année précédente, tout en conduisant deux changements de prix des tarifs standard variables et un nombre important de fermetures de tarifs fixes. La part de marché a été maintenue au cours des 12 derniers mois et s'élève désormais à 10,3 % (au 31 octobre 2017 — dernières données disponibles).

EDF Energy a établi un partenariat avec EnergyHelpline et MoneySuperMarket/MoneySavingExpert afin d'offrir des tarifs collectifs très compétitifs, ce qui a grandement contribué au chiffre d'affaires en 2017.

En 2017, EDF Energy a lancé son premier tarif « groupé », proposant ainsi aux clients une assurance chauffage gratuite pendant un an avec son tarif énergie (« Blue + Heating Protect »).

Évolutions réglementaires

Tous les grands fournisseurs ont annoncé une hausse de leurs tarifs standard variables en 2017. Suite à la publication des manifestes des partis politiques avant les élections législatives en juin, et face à l'importante couverture médiatique sur le périmètre du plafonnement des prix, l'introduction d'un plafond pour les

consommateurs vulnérables à compter de février 2018 a été confirmée par le gouvernement. Les détails à ce sujet (notamment le niveau auquel il sera fixé pour les autres consommateurs) ne sont cependant pas disponibles pour l'instant. En juillet, l'Ofgem a annoncé envisager d'introduire un tarif garanti plus ciblé pour les consommateurs vulnérables et a également laissé entendre qu'il continuerait ses actions en direction des clients désengagés (sous tarif variable standard depuis plus de trois ans), bien que le déploiement national initialement prévu en avril 2018 ait été repoussé.

Suite à une consultation sur un nouveau Code de Confiance et aux expérimentations conduites sur ce sujet, l'Ofgem entreprendra une consultation sur la suppression totale de la vue de l'ensemble du marché sur les sites Internet de comparaison des prix en 2017. Cela pourrait permettre aux sites Internet de comparaison des prix d'exclure les fournisseurs qui ne leur versent pas de commission lors des comparaisons.

Compteurs intelligents

Après les élections législatives, le ministère britannique des Affaires, de l'Énergie et de la Stratégie industrielle (BEIS) a réitéré sa volonté de mettre en place des compteurs intelligents chez les clients particuliers et professionnels d'ici à 2020. En 2017, EDF Energy en a installé environ 340 500 chez ses clients, la majorité ayant été posés par des agents internes. L'entreprise fait appel à des prestataires extérieurs afin de répondre à l'augmentation de la cadence d'installation qui s'avère nécessaire pour 2018 et au-delà. Toutes les mesures nécessaires ont été prises afin de respecter le programme de déploiement des compteurs intelligents. La mise en place de l'infrastructure informatique et de communication nationale (DCC) a été retardé mais est désormais opérationnelle, et les fournisseurs commencent à tester quelques compteurs intelligents de deuxième génération qui utilisent cette infrastructure. EDF Energy a terminé les modifications de ses systèmes informatiques internes associés, notamment les interfaces avec la DCC, et prévoit de réaliser sa transition vers l'installation de compteurs de deuxième génération connectés à la DCC au cours de 2018.

Services aux clients particuliers

Dans le classement de l'association *Citizen's Advice* sur les plaintes adressées aux fournisseurs d'énergie, EDF Energy s'est maintenue à la seconde place parmi les grands fournisseurs au troisième trimestre 2017, après s'être hissée à ce niveau en 2016. EDF Energy se place à 15 points derrière SSE et 50 points devant British Gas, qui occupe la troisième position du classement.

En 2017, EDF Energy a répondu à 78 % des courriers électroniques de ses clients en moins de 24 heures et a commencé 83 % des conversations par messagerie instantanée en moins d'une minute. Le temps de réponse moyen au téléphone du

service clients est de 2 mn 51 s pour les clients particuliers, un indicateur qui a été affecté tout au long de l'année par le nombre d'appels concernant les compteurs intelligents. Selon une récente étude de Which, le service clients soutient favorablement la comparaison avec celui des autres fournisseurs d'énergie.

Les clients d'EDF Energy sont extrêmement positifs quant au service qu'ils reçoivent, quel que soit le mode de contact, et accordent un score de recommandation de +56. La Société a également obtenu une note de 4 sur 5 en matière de promotion de la transition numérique (« *Digital Net Ease Score* »), ce qui montre que ses clients sont satisfaits de l'utilisation de ses applications numériques. Au cours de l'année, 67 % des transactions ont été effectuées par des clients faisant appel au libre-service client. Des évolutions significatives sont intervenues dans le domaine digital, permettant de faciliter les échanges avec les clients.

Clients professionnels

En 2017, le segment professionnel a fourni un total de 31,4 TWh d'électricité, dont 1,9 TWh à destination de 198 471 comptes de petites et moyennes entreprises (PME) et 29,5 TWh à destination des grands comptes industriels et commerciaux (I&C). L'électricité pour les clients professionnels représente au Royaume-Uni un marché d'environ 180 TWh, ce qui fait d'EDF Energy le plus grand fournisseur des clients professionnels. Trois acteurs majeurs détiennent à eux seuls près de la moitié du marché de l'électricité à destination des professionnels.

Le segment « entreprises de taille moyenne » affiche encore de solides performances, avec un chiffre d'affaires conséquent et une hausse de la marge brute. Sur ce segment, le chiffre d'affaires continue d'augmenter mois après mois. Comme à l'accoutumée, le guichet d'octobre 2017 s'est avéré extrêmement concurrentiel, exerçant une pression sur les marges (en €/MWh). Malgré cela, les performances globales ont une fois encore été excellentes.

En ce qui concerne les partenariats, toutes les opportunités de fourniture en 2017 ont bien été reconduites aux marges prévues, notamment le prolongement des partenariats avec Scottish Procurement (SP) et Royal Mail Group, ainsi que la rétention de B&Q (et gain de Screwfix), Jaguar Land Rover et Veolia. On citera également l'attribution d'une participation dans le contrat-cadre de maîtrise de la demande en énergie pour Crown Commercial Services. Le segment « grandes entreprises » a réussi à conserver *Anglo Beef Processors* (octobre 2017, 12 mois, 6 GWh). La campagne 2017 est en cours pour atteindre l'objectif de marge brute.

Optimisation des marchés de gros

Principes généraux

Les politiques relatives aux achats d'énergie et à la gestion des risques d'EDF Energy s'inscrivent dans le cadre des politiques du groupe EDF. Elles visent à s'assurer que les activités d'EDF Energy sont optimisées et que ses services sont fournis à un prix compétitif, tout en limitant le risque de volatilité sur ses marges brutes.

Le segment Optimisation des marchés de gros a pour vocation de gérer de façon centralisée les risques inhérents au marché de gros d'EDF Energy, en respectant des limites de risques et un cadre de contrôle prédéfinis. Il assure une interface unique avec les marchés de gros via EDF Trading. Il propose également des services de modélisation à l'ensemble des entités d'EDF Energy, ainsi que des services de négociation et de gestion de contrats structurés adossés à des actifs auprès de tiers tels que la NDA et Centrica.

Approvisionnement et vente d'électricité

Au sein de la Division Clients, le segment Optimisation des marchés de gros est chargé de vendre l'électricité produite par le parc de production. Depuis avril 2010, 20 % de la production nucléaire est vendue directement à Centrica, actionnaire minoritaire du parc nucléaire existant, conformément aux accords conclus. Les 80 % restants sont vendus au segment Optimisation des marchés de gros selon les mêmes conditions de prix que celles prévues par l'accord avec Centrica, sur la base des prix de marché publics, lissés sur les prix de l'électricité à terme lorsque la liquidité le permet.

En plus de sa production propre, EDF Energy s'approvisionne en électricité au travers de contrats d'achat d'énergie principalement avec des producteurs d'électricité renouvelable ou issue de la cogénération. En 2017, ces achats ont représenté environ 6,1 TWh.

La position nette de ventes d'EDF Energy sur les marchés de gros pour les volumes livrés en 2017 a été d'environ 21,6 TWh (y compris les ventes structurées). En 2017, EDF Energy a vendu environ 48,7 TWh et acheté 27,1 TWh.

Approvisionnement en gaz, charbon et obtention de droits d'émission de CO₂

Des contrats d'achat de gaz et de charbon (physiques et financiers) ainsi que de droits d'émissions de CO₂ ont été conclus et acquis par EDF Energy afin de couvrir les besoins en combustible de ses centrales thermiques et la fourniture en gaz de ses clients.

Ces achats se fondent sur les prévisions de production des actifs charbons et gaz ainsi que sur les objectifs de stocks de charbon. En 2017, EDF Energy s'est approvisionnée en charbon auprès de fournisseurs nationaux uniquement.

1.4.5.1.2.5 Division Nouveau Nucléaire

Activité Nouveau Nucléaire

Le 21 octobre 2015, EDF et China General Nuclear Power Corporation (CGN) ont signé un accord stratégique d'investissement conduisant au co-investissement dans la construction de deux réacteurs EPR sur le site d'Hinkley Point C (HPC) dans le Somerset. L'accord comprend également un partenariat relatif au projet de développement des centrales nucléaires de Sizewell C (SZC) dans le Suffolk et de Bradwell B (BRB) dans l'Essex.

Les contrats définitifs concernant HPC ont été signés le 29 septembre 2016, après la décision finale d'investissement autorisée par le Conseil d'administration d'EDF SA le 28 juillet 2016. Le projet HPC est détenu par EDF à 66,5 % et par CGN à 33,5 %.

Cette opération signe la relance du programme Nouveau Nucléaire au Royaume-Uni et la fin de la phase de développement du projet après dix années de planification et de préparation : depuis la réalisation de l'évaluation de la conception générique de l'EPR, jusqu'à l'obtention de la licence du site nucléaire et au démarrage des travaux sur site.

Depuis que les contrats ont été signés pour HPC fin septembre 2016, de nombreuses activités de construction ont été entreprises, ce qui a permis de franchir plusieurs étapes : la pose de la première dalle en béton de sûreté nucléaire des premières structures permanentes du site, l'achèvement de deux centrales à béton et le lancement de la construction de la jetée. La sécurité est la principale priorité lors de la conception de l'EPR. Les chantiers de Flamanville en France (voir section 1.4.1.2.2 "Etat d'avancement du projet EPR de Flamanville") et de Taishan en Chine (voir section 1.4.1.2.3.2 "EPR de Taishan") utilisent la même technologie EPR que celle qui sera déployée sur le site de Hinkley Point C. L'utilisation de cette technologie, adaptée à la réglementation britannique et aux spécificités du site d'Hinkley Point C, vise à une efficacité opérationnelle fondée sur la standardisation de la construction et de l'exploitation des centrales.

Hinkley Point C (HPC)

Financement

Au titre de l'accord stratégique d'investissement, EDF détient 66,5 % de HPC et CGN 33,5 %.

EDF entend demeurer l'actionnaire majoritaire et a pris acte de la demande du gouvernement britannique de ne pas céder le contrôle d'HPC pendant la phase de construction sans son accord préalable. Tout en conservant une participation d'au moins 50 %, EDF n'exclut pas de rallier d'autres investisseurs à ce projet le moment venu.

Des accords prévoyant une garantie de financement auprès de l'Infrastructure and Projects Authority (IPA) ont également été signés le 29 septembre 2016 avec le Trésor britannique. Ils prévoient qu'une première tranche d'un montant maximum de 2 milliards de livres sterling soit mise à disposition sous réserve du respect de certaines conditions préalables. Toutefois, EDF avait indiqué au gouvernement britannique que le Groupe n'avait pas l'intention d'utiliser la garantie. Son annulation est intervenue le 5 février 2018⁽¹⁾. Le projet est financé sur fonds propres.

Coûts du projet et calendrier

La revue des coûts et du calendrier du projet HPC, entreprise après la décision finale d'investissement de septembre 2016 par EDF en interaction avec les équipes de la société de projet (NNB), présente les conclusions suivantes :

- l'étape du premier béton de sûreté nucléaire du bâtiment réacteur de la tranche 1 est prévue pour mi-2019 sous réserve que la conception finale, dont les délais sont tendus, soit achevée avant fin 2018 ;
- les coûts à terminaison du projet sont estimés à 19,6 milliards de livres sterling 2015⁽²⁾, soit une hausse de 1,5 milliard en livres sterling 2015 par rapport aux évaluations précédentes. Cette estimation suppose la réussite de plans d'actions opérationnels, notamment ceux en collaboration avec les

(1) Voir Communiqué de presse "Résultats annuels 2017" publié par le groupe EDF le 16 février 2018 (section "Royaume-Uni").

(2) Hors intérêts intercalaires, et hors effet de change par rapport au taux de change de référence du projet (1 livre sterling = 1,23 euro).

fournisseurs. Les coûts additionnels estimés⁽¹⁾ s'expliquent principalement par une meilleure compréhension de la conception adaptée aux exigences des régulateurs britanniques, par le séquençage et la quantité de travail sur site, ainsi que par la mise en œuvre progressive des contrats avec les fournisseurs. Le taux de rentabilité prévisionnel (TRI) d'EDF est désormais estimé à environ 8,5 %⁽²⁾, au lieu des 9 %⁽³⁾ initialement prévus ;

- le risque de retard de livraison est estimé à 15 mois pour la tranche 1 et 9 mois pour la tranche 2. Ce risque entraînerait une potentielle hausse des coûts d'environ 0,7 milliard de livres sterling 2015. Dans cette hypothèse, le TRI d'EDF s'établirait à environ 8,2 %⁽³⁾.

En ce qui concerne le calendrier global, les équipes en charge du projet sont totalement mobilisées et mettent en œuvre les plans d'actions pour respecter l'objectif de livraison de la tranche 1 fin 2025.

Les accords conclus entre EDF et CGN prévoient un mécanisme plafonné et encadré de compensation des surcoûts, liés à des surcoûts ou à des retards ; ces accords sont protégés par une clause de confidentialité.

Avancement du projet

Le projet a atteint les objectifs suivants en 2017 :

- le premier béton de sûreté nucléaire dans les galeries (il s'agit d'un réseau de tunnels connectés qui abritera le câblage ; ces galeries constituent les premières structures permanentes du site) ;
- le lancement de la construction de logements sur le campus du site ;
- la remise des études de conception pour la mise en situation de précontrainte (PSG) de la galerie au Centre de commande Livraison par le Centre de commande Ingénierie (la PSG est une structure en tunnel de forme circulaire située en dessous de l'enceinte de confinement du bâtiment réacteur) ; cette « contrainte » exercée par les tendons permet à l'enceinte du bâtiment réacteur de supporter des pressions internes élevées en cas d'accident ;
- le premier béton de sûreté dans la galerie et la remise des études de conception des fondations de la station de pompage au Centre de commande Livraison ; la station de pompage fait office d'interface entre le réacteur et l'eau de mer de refroidissement au travers d'un tunnel de prise d'eau et d'un bief (bassin artificiel en face d'une étendue d'eau plus conséquente permettant d'éviter que des sédiments ne s'infiltrent dans le tunnel de prise d'eau) ;
- le début de l'installation des conduites d'eau de refroidissement, également connues sous le nom de conduites CRF.

À fin 2017, les dépenses cumulées du projet s'élevaient à 4,6 milliards de livres sterling hors intérêts intercalaires.

Échanges avec l'Autorité de sûreté nucléaire au Royaume-Uni (ONR)

L'ONR a entrepris récemment pour la première fois une inspection afin de s'assurer des modalités du contrôle qualité de la chaîne d'approvisionnement. Cette inspection a vérifié l'adéquation des dispositions prises ainsi que la mise en œuvre sur l'ensemble de la chaîne d'approvisionnement des leçons tirées des événements liés à AREVA Creusot Forge et du premier béton de sûreté.

Dans l'ensemble, l'ONR s'est dite satisfaite des conclusions de l'inspection et a reconnu les efforts importants déployés par le projet.

Fabrication des équipements

Le redémarrage de la fabrication à l'usine de Framatome Creusot Forge est en cours. Par ailleurs, l'équipe projet s'investit dans le suivi du plan d'amélioration de Framatome relatif à la sûreté et la qualité, par le biais d'un comité de pilotage présidé par l'équipe projet HPC.

Contrat pour différence (Contract for Difference – CfD)⁽³⁾

Le risque de report de la livraison estimé à ce jour (15 mois pour la tranche 1 et 9 mois pour la tranche 2) est inférieur aux limites prévues dans le contrat signé.

La société de projet HPC, NNB Generation Company (HPC) Limited, et le Département de l'Énergie et du Changement Climatique (DECC) ont finalisé, en octobre 2015, les conditions du contrat pour différence qui avait été validé par la Commission européenne en octobre 2014.

Signé le 29 septembre 2016 à l'instar de tous les autres contrats avec le gouvernement britannique, le CfD vise à garantir les revenus générés par l'électricité

produite et vendue par HPC grâce au versement d'une rémunération en fonction de la différence entre le prix d'exercice contractuel défini ci-dessous et le prix du marché sur une période de 35 ans à compter de la mise en service.

À la date d'entrée en fonctionnement de la centrale, si le prix de référence auquel le producteur vend l'électricité sur le marché est inférieur au prix d'exercice défini dans le contrat, le producteur recevra une prime additionnelle. Si le prix de référence est supérieur au prix d'exercice, le producteur paiera la différence.

Les principales caractéristiques du contrat pour différence sont :

- le prix d'exercice pour HPC est fixé à 92,50 £₂₀₁₂/MWh ou 89,50 £₂₀₁₂/MWh en cas de décision d'investissement positive sur le projet de centrale de Sizewell C pour tenir compte du fait que les coûts engagés pour la première fois pour les réacteurs EPR seront partagés entre les projets HPC et Sizewell C ;
- le prix d'exercice est indexé sur l'inflation britannique par le biais de l'indice des prix à la consommation (CPI) ;
- la durée de vie du contrat est de 35 ans ; tout retard de la tranche 2 de plus de 8 ans après la date de mise en service commerciale prévue contractuellement peut entraîner une remise en cause du bénéfice du CfD. L'ajustement est partiel si un des deux réacteurs est mis en service dans la fenêtre qui lui est afférente ;
- le projet est protégé contre certaines évolutions réglementaires et législatives défavorables ; par ailleurs sont prévus des cas de revue des coûts (à la hausse comme à la baisse selon les hypothèses) les quinzième et vingt-cinquième années, et de révision à certaines conditions des coûts correspondant aux opérations de démantèlement et de gestion des déchets (« *Funding Decommissioning Program* ») ;
- si des économies sont réalisées lors de la construction du projet HPC, elles seront partagées avec les consommateurs sous la forme d'une baisse du prix d'exercice.

Il n'existe pas de garantie explicite de volume dans le CfD, ni de plafond ; en revanche, le contrat bénéficie de protection contre le risque d'effacement en cas de modification réglementaire et de marché.

Principaux risques du projet

Ces risques sont détaillés en section 2.1.5 « Risques spécifiques liés aux activités nucléaires du Groupe ».

Comme tout projet de cette ampleur, et en dépit du rôle de protection que joue le CfD, le projet comporte des risques en termes de retard et de dépassement de budget, risques qui ont été évalués au cours de la revue approfondie réalisée par EDF suite à la décision finale d'investissement.

Brexit

Le Royaume-Uni a voté en faveur de la sortie de l'Union européenne le 23 juin 2016.

- il est important de noter qu'environ 1/3 des coûts du projet est libellé en euros. Ceci expose le projet et le groupe EDF au taux de change euro/livre. Avec une livre en baisse par rapport à l'euro :
 - le coût du projet en livres augmente ; le TRI du projet en livre sterling n'est pas protégé,
 - la dette du Groupe baisse ;
- compte tenu de l'horizon de temps long de l'investissement, EDF déploie une stratégie progressive de couverture de son investissement en livres ;
- le projet HPC est protégé contre la fluctuation des prix de marché de l'électricité pendant la durée du CfD.

Traité Euratom

Le Groupe a examiné les conséquences que la sortie du Royaume Uni aura sur le Traité Euratom et des conséquences de cette sortie sur son activité, ainsi que les mesures requises d'atténuation des risques.

Le gouvernement britannique a présenté la loi sur la sauvegarde nucléaire (Nuclear Safeguards Bill) en octobre 2017. La loi a été examinée par une Commission restreinte (*Public Bill Committee*) et a été validée sans amendement en novembre 2017. La prochaine étape, que l'on appelle « étape du rapport », sera suivie par la lecture finale de la loi à la Chambre des communes, avant revue devant la Chambre des Lords. La date de cette dernière lecture n'a pas encore été annoncée.

(1) Net des plans d'actions.

(2) TRI calculé au taux de change de juillet 2017 (1 livre sterling = 1,16 euro). Toute évolution du taux de change pourrait impacter le TRI.

(3) Les termes du contrat sont disponibles sur le site du gouvernement britannique : <https://www.gov.uk/government/publications/hinkley-point-c-documents>.

1. PRÉSENTATION DU GROUPE EDF

Description des activités du Groupe

La loi crée un cadre juridique pour fonctionner sous un régime nucléaire sécurisé au Royaume-Uni et remplacera le cadre juridique actuel principalement basé sur l'adhésion du Royaume-Uni à la Communauté européenne de l'énergie atomique (« Euratom »).

Le Royaume-Uni restera membre de l'Agence Internationale de l'Énergie Atomique (AIEA) et de nouveaux accords visant à en assurer la conformité aux normes internationales pertinentes sont en cours de négociation avec les partenaires internationaux.

Programme de financement du démantèlement des centrales et du transfert des déchets

Des contrats relatifs au Programme de financement du démantèlement des centrales et du transfert des déchets (FDP) ont été signés le 29 septembre 2016. La loi exige que les exploitants nucléaires disposent d'un FDP en vertu duquel une société de financement indépendante recouvre les cotisations et gère les fonds ainsi collectés pour payer les frais associés au démantèlement du réacteur nucléaire en fin de production.

La société de financement du démantèlement du réacteur nucléaire (FundCo) a été créée en conformité avec la loi de 2008 sur l'énergie (Energy Act 2008), étant donné que son objectif consiste à assurer les coûts de démantèlement en mettant en œuvre le FDP.

FundCo a tenu sa première réunion du conseil depuis la signature des contrats, au cours de laquelle les comptes légaux 2016 ont été approuvés.

L'objectif global de ce programme est de s'assurer que les exploitants prévoient le financement :

- de la totalité des coûts de démantèlement de leurs installations ;
- de leur part des coûts liés à une gestion sûre et sécurisée de leurs déchets, ainsi que des coûts de stockage définitif, le but étant de se prémunir face au risque de recours à un financement public.

Sizewell C

Le 29 septembre 2016, en sus des accords signés pour la construction de la centrale HPC, EDF et CGN ont signé un accord visant à développer Sizewell C dans le Suffolk, jusqu'à une décision finale d'investissement en vue de construire et d'exploiter deux réacteurs EPR, sous réserve d'un financement par des tiers.

Une fois prise la décision finale d'investissement, EDF participerait à la phase de développement à hauteur de 80 %, et CGN à 20 %.

Conformément au processus de planification, la seconde phase de consultation formelle a pris fin en février 2017, beaucoup de réponses ont été reçues. Ces dernières sont actuellement examinées et permettront d'élaborer les plans de la prochaine étape de l'enquête publique et des propositions pour la centrale.

Bradwell B

EDF et CGN ont signé, en date du 29 septembre 2016, un accord afin de soumettre conjointement à l'autorité de sûreté britannique la certification du design (Generic Design Assessment ou GDA) d'une version britannique du réacteur HPR1000 de troisième génération nommé « Hualong ». Le HPR1000 serait basé sur l'unité 3 de la centrale CGN de Fangchenggang en Chine, la centrale de référence pour deux sociétés élaborant le design britannique du Hualong.

Pendant la phase de développement, CGN aurait une participation de 66,5 % et EDF de 33,5 %.

En janvier 2017, CGN et EDF Energy ont entamé la procédure de GDA pour la technologie nucléaire britannique HPR1000. Cette démarche fait suite à la demande du ministère britannique des Affaires, de l'Énergie et de la Stratégie industrielle présentée aux régulateurs visant à entamer l'évaluation et constitue la première étape de la procédure rigoureuse et minutieuse en vue de l'autorisation de la construction d'une centrale nucléaire à Bradwell dans l'Essex.

L'ONR (Office for Nuclear Regulation) et l'Agence de l'environnement ont annoncé en novembre 2017 l'autorisation du déclenchement de la deuxième étape. Cette

annonce marque le lancement d'une évaluation technique de haut niveau de la conception de la version britannique de la technologie HPR1000.

Le projet Bradwell B en est encore à ses débuts. Diverses études techniques permettant d'appréhender plus finement le site et son environnement doivent être réalisées. À cet effet, une évaluation anticipée du site s'avère nécessaire, ce que CGN et EDF Energy commencent désormais à planifier et entreprendre. Cela demandera de réaliser des forages et d'autres études. La demande de planification de ces travaux a été approuvée par le conseil municipal en décembre 2017.

Les résultats de ces travaux et les conclusions seront utilisés pour étoffer les propositions relatives à la centrale.

Le groupe EDF et son partenaire CGN sont engagés à financer le développement de Sizewell C et de Bradwell B à hauteur d'un maximum de 1,1 milliard de livres sterling. La construction devra en revanche faire l'objet de décisions finales d'investissement ultérieures.

1.4.5.2 Italie

1.4.5.2.1 Stratégie du groupe EDF en Italie

Le marché de l'énergie italien représente un intérêt stratégique fort pour EDF en raison de son importance sur les marchés électriques et gaziers européens, de sa connexion aux marchés français et de sa position clé dans le bassin méditerranéen.

Comme la plupart des systèmes énergétiques européens, le marché italien fait actuellement face à un certain nombre de défis. Grâce à sa position actuelle et à sa présence intégrée dans la chaîne de valeur du gaz et de l'énergie électrique, Edison est bien placé pour saisir les opportunités créées par les changements du marché, tout en poursuivant la recherche de l'efficacité et la rentabilité en cohérence avec les priorités de CAP 2030.

Au cours de l'année 2017, Edison a mis en œuvre sa stratégie de transformation, en cohérence avec les principaux facteurs de développement suivants :

- Edison a l'objectif d'accroître sa position sur le marché italien en faisant preuve d'innovation dans son offre. En s'appuyant sur le positionnement fort de sa marque, Edison vise à augmenter son portefeuille de clients particuliers gaz et électricité. La proposition d'une offre de qualité grâce notamment au développement des services énergétiques et à une offre bas carbone vise à renforcer la proximité au marché final, en particulier sur les segments des clients industriels, du tertiaire et de l'administration publique ;
- pour optimiser son portefeuille de génération électrique en Italie et réduire les émissions de CO₂, Edison ambitionne d'une part d'augmenter sa production d'énergies renouvelables à 40 % du portefeuille de production d'ici 2030, par la promotion d'investissements spécifiques dans l'hydroélectricité et le développement de l'éolien. D'autre part, la Société a l'objectif de focaliser le portefeuille de génération thermique, qui comprend des centrales dernier cri à haut rendement et basses émissions de CO₂, sur les actifs les plus efficaces ;
- dans le domaine du gaz, Edison représente la plateforme gazière du groupe EDF : grâce aux compétences cumulées, la Société assure, notamment avec EDF Trading et sous contrôle d'EDF, la gestion intégrée de toutes les activités et les ressources gazières d'EDF. À ce propos, depuis 1^{er} août 2017, EDF a confié à Edison, par un contrat de services, la gestion des actifs et le développement de ses activités amont (notamment approvisionnements gaz, gestion des contrats et optimisation de moyen-long terme, transport et stockage). Au-delà de l'optimisation du portefeuille actuel, Edison vise aussi à contribuer au développement de l'Italie comme marché gazier pour renforcer sa compétitivité et celle du groupe EDF, ainsi que la flexibilité et la sécurité d'approvisionnement ;
- dans le domaine E&P (Exploration & Production), Edison a l'intention de valoriser son portefeuille d'actifs principalement en Italie et dans le bassin de la Méditerranée en l'intégrant à la chaîne de valeur gaz et électricité.

1.4.5.2.2 Activités du groupe EDF en Italie

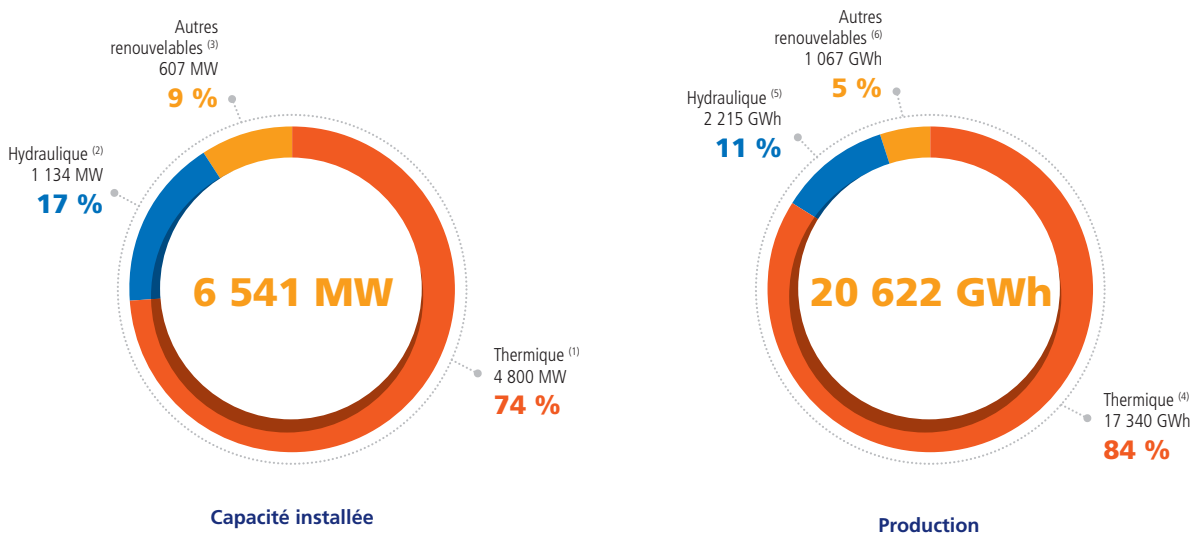
Fin 2017, le Groupe est principalement présent en Italie au travers de sa participation de 97,446 % dans le capital d'Edison, acteur majeur des marchés italiens de l'électricité et du gaz, et marque italienne réputée.

Depuis le 1^{er} avril 2016, Fenice, filiale détenue à 100 % par EDF et spécialisée dans les services environnementaux, est rattachée à Edison. Cette opération est cohérente avec l'objectif stratégique d'Edison de devenir un acteur clé sur le marché italien des services énergétiques, avec une offre plus complète et diversifiée.

Le groupe EDF est également présent en Italie via Citelum ainsi que la filiale italienne d'EDF Énergies Nouvelles.



→ Capacité et production électrique en 2017 d'Edison



(1) Dont Génération 4 621 MW et Services d'EfficiencE Énergétique auprès des clients 179 MW.
 (2) Dont Génération 1 132 MW et Services d'EfficiencE Énergétique auprès des clients 2 MW.
 (3) Dont Génération 604 MW et Services d'EfficiencE Énergétique auprès des clients 3 MW.
 (4) Dont Génération 16 469 GWh et Services d'EfficiencE Énergétique auprès des clients 871 GWh.
 (5) Dont Génération 2 209 GWh et Services d'EfficiencE Énergétique auprès des clients 6 GWh.
 (6) Dont Génération 1 064 GWh et Services d'EfficiencE Énergétique auprès des clients 3 GWh.

En 2017, la consommation électrique sur le marché italien a été de 320,4 TWh, en hausse de 6,1 TWh (+ 2,0 %) en raison notamment de températures particulièrement élevées pendant les mois d'été. L'augmentation de la consommation a été couverte par la hausse de 0,7 TWh (+ 2,0 %) des importations nettes et de la génération nette d'énergie, qui s'élève en 2017 à 285,1 TWh (+ 5,3 TWh vs 2016). La hausse de la production thermoélectrique (+ 4,6 %), en particulier du gaz, et photovoltaïque (+ 14,0 %) ont plus que compensé la réduction de la production hydraulique (- 14,3 %).

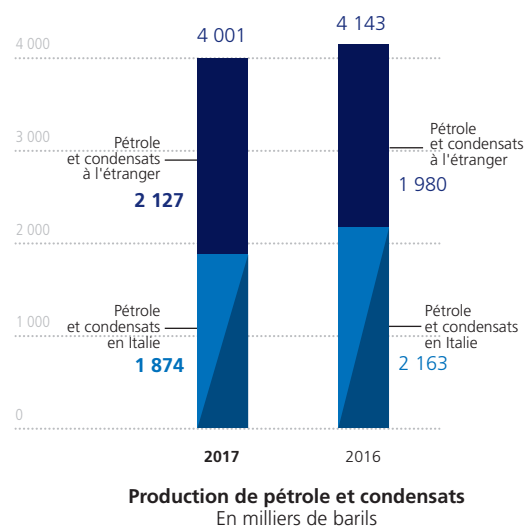
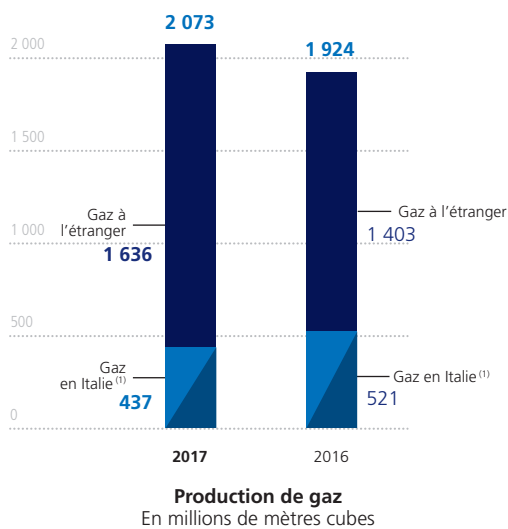
La demande nationale de gaz a été de 74,7 milliards de mètres cubes, en augmentation de 6,1 % par rapport à 2016 en raison d'une utilisation plus importante du gaz pour la production électrique (+ 8,7 %), liée à la hausse de la consommation d'électricité et à une plus faible production hydroélectrique et thermique charbon. L'utilisation industrielle a aussi enregistré une augmentation de 6,9 % et la consommation résidentielle a augmenté de 3,5 %, suite aux baisses des températures pendant l'hiver.

A partir des données de production 2016 (1), Edison est le troisième producteur au niveau national, après Enel et Eni. Sa production électrique nette s'élève en 2017 à 19,7 TWh, représentant environ 7 % de la production nette italienne d'électricité.

Les importations de gaz en Italie ont représenté 93 % de la demande du pays, et Edison a réalisé 22 % de ces importations, soit 15,1 milliards de mètres cubes.

(1) Données publiées par l'AEEG. Les données 2017 seront disponibles mi-2018.

➔ Production de gaz et d'hydrocarbures d'Edison



(1) Les données comprennent la production en Croatie (champ de Izabela) importée en Italie depuis 2014.

Les activités de production de gaz du Groupe à travers Edison en Italie et à l'étranger ont augmenté de 7,7 % par rapport à 2016, atteignant un niveau de 2,1 milliards de mètres cubes.

La production de pétrole et de condensats a baissé de 3,4 % en 2017 pour atteindre 4 millions de barils, dont 1,9 million en Italie.

1.4.5.2.3 Activités d'Edison

1.4.5.2.3.1 Activités de production électrique

En Italie, la capacité de production installée d'Edison s'élevait au 31 décembre 2017 à 6,4 GW pour une production nette d'électricité de 19,7 TWh sur l'année 2017, en baisse de 3 % par rapport à 2016 principalement en raison de la réduction de la production thermique et hydraulique, du fait de la vente des CCG de Termica Milazzo en août 2016 et de Gever en mars 2017 et du fait des conditions climatiques défavorables pendant l'année.

Le parc de production actuel d'Edison est composé de 89 centrales hydroélectriques, 18 centrales thermiques, 33 parcs éoliens, 5 centrales photovoltaïques et 1 centrale à biomasse. La production d'électricité est issue pour 84 % des CCG, pour 11 % de l'hydraulique, et pour 5 % de l'éolien et du solaire.

Edison exploite environ 1 132 MW d'installations hydrauliques avec une production de 2,2 TWh (- 11,3 % par rapport à 2016, aligné avec la moyenne nationale).

Suite à l'acquisition en 2016 de 100 % des installations hydroélectriques d'Alperia situées sur la rivière Cellina, en échange de ses participations dans les deux joint-ventures d'énergie hydroélectrique Hydros (40 %) et Sel Edison (42 %), ainsi qu'à l'achat de 9 centrales « mini hydrauliques » en Piémont et Frioul - Vénétie Julienne, Edison a renforcé en 2017 son parc de production hydroélectrique. En particulier, la Société a complété la construction de la centrale mini hydroélectrique de 4,2 MW à Pizzighettonne sur la rivière Adda, et a acheté celle de 4,8 MW à Tavagnasco en Piémont. La stratégie d'Edison de développer le secteur des installations « mini hydroélectriques » a été par ailleurs confirmée par l'acquisition de 50,1 % de Frendy Energy, société cotée sur l'AIM (Marché Alternatif du Capital) à la Bourse de Milan, qui possède 15 centrales situées principalement sur les canaux d'irrigations en Piémont et Lombardie. Suite à l'acquisition du contrôle de la société, Edison a lancé en novembre une offre publique d'achat sur la part restante de 49,9 % détenue par le marché, qui s'est conclue en janvier 2018 par l'acquisition d'une participation totale de 72,9 % dans le capital de Frendy Energy.

Dans le domaine des énergies renouvelables, Edison maintient aussi une taille critique grâce à E2i Energie Speciali srl (E2i), société créée en 2014 en partenariat avec le fonds F2i, qui détient 70 % du capital, les 30 % restants étant détenus par

Edison Partecipazioni Energie Rinnovabili (83,3 % Edison et 16,7 % EDF Énergies Nouvelles).

E2i détient 594 MW d'actifs renouvelables (apportés respectivement à 82 % par Edison et 18 % par EDF EN Italia) et cède 100 % de l'énergie produite à Edison, qui la met au profit d'une gestion intégrée de son portefeuille de production.

L'exploitation et la maintenance de cette plateforme sont exercés par EDF EN Services Italia SA, société détenue à 30 % par Edison et à 70 % par EDF EN Services SA.

Avec l'objectif de développer ses activités dans le secteur éolien, à fin 2016, E2i a gagné une enchère publique pour huit projets de construction, reconstruction ou extension de parcs éoliens pour un total de 165 MW installés, dont 153 MW bénéficiant de la garantie d'un tarif subventionné. Au mois de novembre, Edison a obtenu de la BEI (Banque Européenne des Investissements) une ligne de crédit de 150 millions d'euros à échéance 15 ans, avec une période de disponibilité de 24 mois, destinée au financement des huit projets de E2i. L'achèvement de la construction permettra à E2i d'augmenter son portefeuille à plus de 700 MW de capacité installée.

En novembre 2017, Eolo Energia Srl (51 % Edison Partecipazioni Energie Rinnovabili et 49 % E2i) a vendu sa participation de 22,9 % du capital Alerion (une des principales sociétés éoliennes en Italie) dans le contexte de l'offre publique d'achat obligatoire lancée par Fri-el Green Power sur 100 % des actions de la société. L'OPA a été lancée à la demande du régulateur de Marché (Consob), en raison d'une situation de concert non déclarée.

Le prix de vente était de 3,0 €/action, contre 2,46 €/action payée lors de l'offre publique d'achat volontaire lancée par Eolo Energia fin 2016.

En outre, en dehors d'Edison et du partenariat avec F2i, EDF EN est présent en Italie (voir section 1.4.1.5.3 « EDF Énergies Nouvelles »).

Afin de rationaliser son parc de production et d'augmenter l'efficacité et la flexibilité de son portefeuille, Edison a vendu le 2 mars 2017 sa participation de 51 % dans Gever à Burgo, société gérant la papeterie de Burgo, et a vendu en juillet sa participation de 50 % dans Parco Eolico Castelnuovo.

Sur le plan international, Edison profite d'une présence bien établie en Grèce, où il est l'un des principaux opérateurs d'électricité du pays au travers d'ElpEdison SA, une participation à 38 % avec Hellenic Petroleum, Hellenic Energy and Development (groupe Hellactor) et Halcor. ElpEdison détient deux CCG : celui de Thessalonique (389 MW) et celui de Thisvi (410 MW) construit par Edison, et la société vend l'électricité sur le marché particulier.

Enfin, au Brésil, Ibiritermo, filiale à 50 % d'Edison, exploite un CCG de 226 MW.

1.4.5.2.3.2 Activités dans le secteur des hydrocarbures

Pour la mise en œuvre de sa stratégie gazière, le groupe EDF bénéficie à travers Edison de compétences développées sur l'ensemble de la chaîne de valeur, allant de l'exploration-production à la commercialisation directe de gaz naturel.

Le portefeuille italien d'approvisionnement gaz d'Edison s'appuie principalement sur un portefeuille de contrats de long terme qui se compose en 2017 d'environ 15,1 milliards de mètres cubes d'importation *via* gazoduc et GNL, 0,4 milliard de mètres cubes de production propre en Italie et 5,8 milliards de mètres cubes d'achats sur le marché.

En 2017, les ventes de gaz en Italie aux clients finals se sont élevées à 21,3 milliards de mètres cubes (contre 21,9 milliards de mètres cubes en 2016). Edison a livré 4,5 milliards de mètres cubes de gaz au secteur industriel, 2,4 milliards de mètres cubes au secteur résidentiel, 7,3 milliards de mètres cubes au secteur thermoélectrique (en incluant les besoins propres d'Edison) et 7,1 milliards de mètres cubes sur le marché de gros.

Ces dernières années, Edison a révisé avec ses fournisseurs les contrats d'importation long terme de gaz. Ce processus s'est notamment soldé par la révision du prix du contrat long terme du gaz libyen, décidée fin 2015 par la Cour internationale d'arbitrage de la Chambre de commerce internationale en faveur d'Edison, et par deux autres accords commerciaux de révision de prix conclus en 2016 sur les contrats d'approvisionnement du gaz qatari et libyen, qui ont permis d'aligner les prix d'achat aux conditions du marché.

En exploration-production, Edison dispose à fin 2017 de 60 concessions et permis d'exploration en Italie et de 45 à l'étranger, et d'environ 36,5 milliards de mètres cubes équivalents de réserves. À l'étranger, l'actif le plus important d'Edison est le gisement de gaz d'Aboukir en Égypte, dont les droits d'exploration, de production et de développement ont été acquis début 2009 pour une durée initiale de 20 ans, prolongeable 10 ans. Fin 2017, le consortium, auquel Edison participe pour 11,25 % avec Sonatrach, Repsol et DEA Deutsche Erdoel AG, a mis en service la production des gisements de gaz de Reggane Nord en Algérie, dans le désert du Sahara. Enfin, Edison est aussi présente en Croatie, au Royaume-Uni et en Norvège, où elle détient des licences en mer du Nord, en mer de Norvège et en mer de Barents.

Les infrastructures gaz

Edison participe à des projets d'infrastructures d'importation de gaz (voir section 1.4.6.2.2.2 « Infrastructures »), comme celui de IGI Poseidon, société détenue à 50 % par Edison, impliquée dans le développement de plusieurs projets visant à relier la Grèce et l'Italie (ITGI-Poseidon), la Grèce et la Bulgarie (IGB, en partenariat à 50 % avec la Bulgarie), ainsi que Chypre à la Grèce (EastMed).

En 2017, Edison, Depa et Gazprom ont signé un accord de coopération pour unir leurs efforts afin d'ouvrir une route d'importation de gaz russe provenant de la Mer Noire, grâce au développement d'un projet de gazoduc entre la Grèce et l'Italie à travers la Mer Ionienne. Le projet pourra bénéficier des activités déjà développées sur le projet ITGI-Poseidon.

Afin de rationaliser ses actifs non stratégiques et de soutenir financièrement le plan d'investissements visant à devenir leader du marché dans la production d'énergies renouvelables, et afin d'augmenter son portefeuille de clients particuliers, Edison a vendu en octobre 2017 à Snam Spa sa participation de 7,3 % dans la société Adriatic LNG Terminal, qui gère le terminal *offshore* de regazéification de Rovigo (8 milliards de mètres cubes par an). Edison a toutefois maintenu un droit d'utilisation de 80 % de la capacité du terminal, soit 6,4 milliards de mètres cubes par an, destiné à la regazéification du gaz importé du Qatar avec Ras Laffan Liquefied Natural Gas Company Limited II (RasGas II). Simultanément, Edison a également cédé à Snam Spa l'intégralité de sa participation dans Infrastruttura Trasporto Gas SpA (ITG), société propriétaire et gestionnaire du gazoduc Cavarzere-Minerbio (voir aussi section 1.4.5.2.3.5 « Activités régulées »).

1.4.5.2.3.3 Activités de vente et commercialisation

En 2017, Edison a vendu 73,7 TWh d'électricité en Italie (contre 91,2 TWh en 2016, soit une baisse de 19 %), dont 19,7 TWh produits et 54 TWh achetés sur les marchés. Les ventes aux clients finaux se sont établies à 10,9 TWh, en baisse de 5,6 % par rapport à 2016, dû principalement à une réduction des ventes sur le marché business. À fin 2017, Edison (hors Gas Natural) dessert environ 494 000 clients électricité et environ 480 000 clients gaz, tant sur le segment des professionnels que sur celui des résidentiels.

En octobre 2017, Edison a signé avec Gas Natural Fenosa (Gas Natural) un accord engageant pour l'acquisition de Gas Natural Vendita Italia (GNVI), société de Gas

Natural qui gère les ventes de gaz naturel et électricité sur le marché italien. Avec un portefeuille d'environ 420 000 clients particuliers et 15 000 PME, atteignant un volume de ventes de gaz de 3,3 TWh par an, et environ 53 000 clients particuliers et PME dans le secteur de l'électricité, GNVI permet à Edison d'augmenter de 50 % son portefeuille de clients. La clientèle de GNVI est essentiellement composée de clients ayant un *taux de rotation* très bas et situés notamment dans le Centre et le Sud de l'Italie, permettant ainsi à Edison d'étendre sa présence au niveau national. Simultanément, Edison a acquis Servigas, société spécialisée dans la maintenance des chaudières domestiques ayant 90 000 contrats.

L'acquisition de Gas Natural Vendita Italia a été finalisée le 22 février 2018.

Par ailleurs, l'activité de Servigas présente des synergies en particulier avec celle d'Assistenza Casa, dont Edison a acquis une participation de 51 % en mars 2017 (les 49 % restant étant détenus par le groupe international Home Serve). Avec un réseau d'environ 1 400 artisans et 300 000 clients, la société offre des services innovants d'installation et de manutention des appareils domestiques et de « *smart home* », permettant à Edison d'enrichir l'offre d'électricité et gaz avec des services à valeur ajoutée. Dans le domaine du développement des activités de commercialisation, Edison continue à développer ses ventes d'électricité et de gaz aux particuliers et sur le segment des PME, visant l'excellence de la relation client avec un focus sur des clients sélectionnés et de grande fiabilité. En parallèle, Edison a l'intention de maintenir sa position de leader sur le segment des clients du marché d'affaires, en développant une approche de conseil en énergie. Le perfectionnement du processus de vente poursuivi en 2016 a permis de continuer l'amélioration du service aux clients. La satisfaction croissante des clients, combinée avec le développement d'une offre bas carbone et de services à valeur ajoutée ciblés par segment vont permettre de renforcer le lien avec le marché final et créent les conditions pour l'élargissement de la base des clients.

1.4.5.2.3.4 Activités sur le marché des services énergétiques

En cohérence avec les priorités stratégiques du Groupe, l'organisation d'Edison a été enrichie en 2016 grâce à la création de la Division Marché des Services Énergétiques, ayant comme objectif de contribuer à l'expansion d'Edison sur le marché des services, avec le développement, la vente et la gestion des services énergétiques et environnementaux.

Les activités de Fenice ainsi que celles d'Edison Energy Solutions ont été intégrées dans cette nouvelle Division. Les solutions proposées sont dédiées au développement des projets d'efficacité énergétique destinés aux grands clients industriels, petites et moyennes entreprises et tertiaire. Avec le projet « administration publique », la Division vise à construire une proposition pour un secteur qui est dans une phase de croissance en termes de demande de services énergétiques. Les activités environnementales complètent l'offre de service.

Les modèles d'affaires sont adaptés aux exigences des clients : la Division, au travers de ses sociétés, conçoit, réalise et gère pour le compte de ses clients des actifs tels que centrales de production combinée d'énergie, installations photovoltaïques, postes électriques, centrales thermiques pour usage industriel, centrales de production de froid, unités de production d'air comprimé, réseaux de distribution de fluides (électricité, gaz, air chaud ou réfrigéré, air comprimé, gaz industriels, eau) et stations d'épuration d'eaux industrielles. La gamme des services est complétée par une activité de conseil en matière d'énergie, gestion de titres environnementaux, et formation interne et externe pour clients et partenaires. Les contrats avec le groupe FCA (ex Fiat), en cours de renouvellement, constituent encore aujourd'hui plus de la moitié de l'activité de Fenice.

Les projets sont développés sous la forme de partenariats industriels ou de contrats de performance avec les clients ; le modèle financier s'adapte aussi aux exigences du client et peut aller de l'accompagnement du client vers un financement tiers jusqu'à l'investissement direct par Edison (Esco) dans les projets.

Pour soutenir sa stratégie de croissance et favoriser la pénétration dans ce secteur en proposant une offre intégrée de services à tous les segments du marché, Edison a acquis en mars 2017 une participation de 51 % dans Comat Energia auprès du groupe Comat (qui en détient 49 %). Cette société est active dans le secteur du chauffage et du chauffage urbain à biomasse de bois dans la région du Piémont, avec plus de 100 centrales thermiques permettant d'accroître l'efficacité énergétique des bâtiments privés et publics. De plus, en décembre 2017, le portefeuille d'activités s'est enrichi suite à l'acquisition de la société Energon Facility Solutions, active dans la fourniture de chaleur, la gestion des installations et qui gère plus de 1 800 immeubles publics (écoles, hôpitaux, logements sociaux, etc.) et privés, essentiellement dans le Nord-est de l'Italie.

1. PRÉSENTATION DU GROUPE EDF

Description des activités du Groupe

Les activités d'efficacité énergétique sont assurées à l'international (Espagne, Pologne, Maroc) par Fenice. Par ailleurs, la filiale russe de Fenice a été cédée à Dalkia en septembre 2016.

EDF Fenice Iberica, détenue à 100 % par Fenice Spa, a consolidé en 2016 son modèle d'affaires « *Global Energy Partner* » dans les services d'efficacité énergétique à l'industrie. Avec la signature de plusieurs contrats type ESCO et la réalisation de nombreux audits énergétiques, EDF Fenice Iberica se positionne aujourd'hui comme référent de l'efficacité énergétique à l'industrie dans le marché espagnol. Par ailleurs, en 2016 elle a constitué une filiale au Maroc (EDF Fenice Maroc) suite à la signature d'un contrat avec un groupe international dans le secteur agroalimentaire pour la réalisation et la gestion d'une usine de traitement des eaux usées.

Fenice Poland détenue à 100 % par Fenice Spa, intervient principalement dans le domaine de la gestion externalisée des utilités industrielles (cogénération, chaleur, froid, air comprimé, réseau électrique, gaz industriels). Elle assure également différents services énergétiques et environnementaux associés (eau potable, traitement des déchets et effluents liquides). Fenice Poland dispose aussi des concessions administratives nécessaires à l'alimentation des clients raccordés à ses réseaux de distribution (électrique, gaz, chaleur).

1.4.5.2.3.5 Activités régulées

Transport et stockage de gaz

Edison possède 100 % de la société Edison Stoccaggio, dédiée aux activités régulées de stockage de gaz.

Edison opère par ailleurs deux sites de stockage en gisements déplétés (gisements épuisés de gaz naturel) : Cellino (depuis 1984) et Collalto (depuis 1994).

En outre, Edison opère depuis 2013 un troisième site, San Potito & Cotignola.

Le volume opéré par l'ensemble des sites est de un milliard de mètres cubes.

De plus, la Société continue à développer un projet de stockage sur le site de Palazzo Moroni.

Enfin, Edison a vendu en juillet 2017 à Snam Spa l'intégralité de sa participation dans Infrastrutture Trasporto Gas SpA (ITG), société propriétaire du gazoduc Cavarzere-Minerbio, lien fonctionnel entre le terminal de Rovigo et le réseau national, ainsi que sa participation de 7,3 % dans la société Adriatic LNG Terminal qui gère le même terminal (voir section 1.4.5.2.3.2 « Activités dans le secteur des hydrocarbures »).

Distribution

La distribution de gaz en Italie est une activité soumise à la réglementation et au contrôle de l'Autorité de l'électricité et du gaz, qui établit notamment les paramètres de qualité et de sécurité ainsi que les règles d'accès aux réseaux.

Infrastrutture Distribuzione Gas SpA (précédemment nommée Edison Distribuzione Gas) est la société dédiée à la distribution du gaz naturel au sein du groupe Edison. En 2017, Infrastrutture Distribuzione Gas a distribué 257,6 millions de mètres cubes de gaz naturel à environ 151 500 utilisateurs dans le nord et le centre de l'Italie.

1.4.5.2.4 EDF Énergies Nouvelles

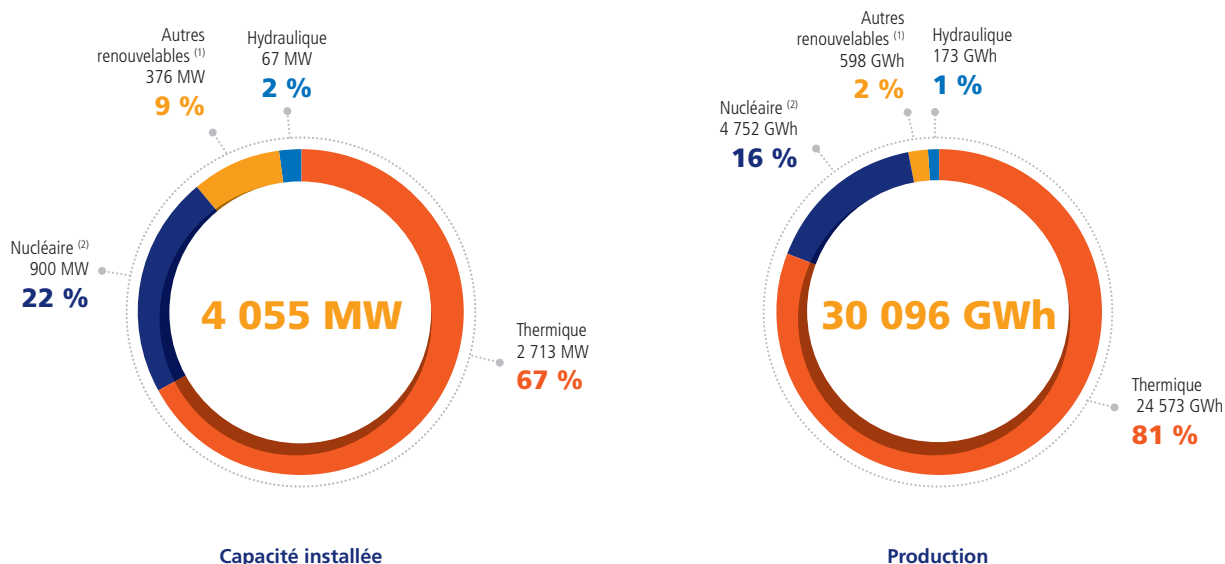
Les capacités détenues par EDF EN Italia au 31 décembre 2017 totalisent 384,40 MW bruts d'éolien (264,9 MW nets) et 76,9 MW bruts de photovoltaïque (soit 74,3 MW nets), auxquels s'ajoutent 39,8 MW bruts (25,2 MW nets) de capacités éoliennes détenues par Futuren (voir section 1.4.1.5.3 « EDF Énergies Nouvelles »).

1.4.5.2.5 Citelum

La présence du Groupe en Italie passe également par sa filiale Citelum, qui détient de nombreux marchés dans le domaine de l'éclairage public, la signalisation lumineuse tricolore ainsi que des projets globaux dans le domaine de la *Smart City* comme ceux de Syracuse ou Lonato del Garda.

1.4.5.3 Autre international

→ Capacité installée et production en 2017 du segment « Autre international »



(1) Hors données EDF Énergies Nouvelles sur le segment « Autre international », voir section 1.4.1.4.3 « EDF Énergies Nouvelles ».

(2) Données 2017 tenant compte de la cession de EDF Polska.

1.4.5.3.1 Europe du Nord

Belgique

La zone du Benelux comprend des interfaces importantes avec la plaque électrique franco-allemande, et des projets de nouvelles liaisons avec l'Allemagne et la Grande-Bretagne sont à l'étude. Le Benelux constitue également un nœud important

du marché gazier européen du fait de ses nombreuses infrastructures d'importation et de transit, comme le *hub* de Zeebrugge et le terminal méthanier de Dunkerque à proximité.

Le groupe EDF est présent en Belgique *via* ses deux filiales EDF Belgium et EDF Luminus.

EDF Belgium

Dans le cadre d'une coopération nucléaire de longue date avec Electrabel, EDF détient 50 % en copropriété indivise de la centrale nucléaire de Tihange 1, au travers de sa filiale belge EDF Belgium, détenue à 100 %. La capacité revenant à EDF représente 481 MW (soit 2 % des capacités de production belges). La production de Tihange 1 revenant à EDF Belgium est vendue à EDF SA (via un contrat à long terme renouvelé fin 2015 pour dix années supplémentaires) qui, à son tour, revend l'électricité à EDF Luminus à un prix de marché.

La loi belge de 2003 sur la sortie progressive du nucléaire prévoyait initialement la fermeture de Tihange 1 le 1^{er} octobre 2015. Néanmoins, la prolongation jusqu'en 2025 de son exploitation a finalement été décidée, suite à l'adoption en 2012 du Plan d'équipement par le gouvernement belge et de la loi de 2013 modifiant la loi de 2003 relative au calendrier de sortie du nucléaire. Cette prolongation a fait l'objet d'une convention conclue le 12 mars 2014 entre Electrabel, EDF et l'État belge définissant ses modalités.

La prolongation de la durée de vie de Tihange 1 nécessite des investissements importants, à hauteur d'environ 300 millions d'euros pour la quote-part EDF, étalés entre 2011 et 2020.

EDF Luminus

À fin 2017, le groupe EDF détient 68,63 % de la société EDF Luminus au travers de sa filiale EDF Belgium, le reste du capital étant détenu par des actionnaires publics belges.

EDF Luminus est le deuxième acteur du marché belge de l'énergie derrière Electrabel détenant un portefeuille amont/aval équilibré. L'entreprise, dont la part de marché avoisine les 20 %, dispose de près de 10 % de la capacité de production belge, avec 2 018 MW installés à fin 2017. La production d'électricité d'EDF Luminus a atteint en 2017, 6,7 TWh. La société emploie 1 800 personnes, incluant les filiales nouvellement acquises.

Dans le cadre du plan stratégique CAP 2030 du Groupe, EDF Luminus a l'ambition de développer son parc éolien et d'accélérer le déploiement de ses services énergétiques afin d'apporter à ses clients des solutions innovantes et durables, tout en poursuivant sa démarche de réduction de ses coûts et de rationalisation de son parc de production thermique.

EDF Luminus est propriétaire de 10,2 % (soit 419 MW) des centrales nucléaires belges de Tihange 2 et 3 (mises en service en 1983 et 1985) et de Doel 3 et 4 (mises en service en 1982 et 1985), qui ont une durée de vie de 40 ans. Par ailleurs, EDF Luminus dispose d'un droit de tirage de 100 MW sur la centrale nucléaire française de Chooz B, sur la base d'un ruban de production garanti selon la disponibilité moyenne du parc français.

Les réacteurs nucléaires de Doel 3 et Tihange 2, qui représentent environ 20 % des besoins en énergie en Belgique, et qui avaient été mis à l'arrêt de 2012 à 2014, sont à nouveau opérationnels depuis fin 2015. Doel 3 a été mis à l'arrêt le 22 septembre 2017 afin de procéder à une série de révisions prévues de longue date. L'inspection a indiqué que des travaux de génie civil étaient nécessaires dans une partie non nucléaire du site, entraînant le report du redémarrage de Doel 3 au 15 avril 2018.

Dans le cadre global de la convention conclue le 30 novembre 2015 entre l'État belge et Electrabel pour la prolongation des deux centrales Doel 1 et Doel 2, un accord a été trouvé concernant la taxe nucléaire en Belgique pour les années 2015 (200 millions) et 2016 (130 millions). L'impact financier pour les deux filiales belges du groupe EDF est de 34,5 millions d'euros en 2015 et de 18,4 millions en 2016. Une formule variable s'appliquera de 2017 à 2019, avec un minimum total annuel de 150 millions d'euros pour la taxe nucléaire en Belgique.

Outre les droits de tirage dans le parc nucléaire, EDF Luminus dispose également d'un parc thermique composé de plusieurs centrales (cycles combinés et cycles ouverts) pour une capacité installée de 1 215 MW. Dans un contexte économique particulièrement défavorable et conformément à la législation belge qui requiert qu'une notification d'une possible mise à l'arrêt définitive soit faite aux autorités avant le 31 juillet 2016, le Conseil d'administration d'EDF Luminus, lors de sa séance du 24 juin 2016, a validé la proposition du *management* d'effectuer cette notification pour les centrales suivantes : Seraing, Ham, Izegem et Angleur 3 avec fermeture effective programmée au 31 octobre 2017.

Le 13 janvier 2017, la ministre fédérale de l'Énergie a annoncé le projet de reconduire la réserve stratégique pour l'électricité en portant son volume de 750 MW à 900 MW afin de garantir la sécurité d'approvisionnement belge, en faisant appel à des unités de production qui faisaient l'objet d'une notification de

mise à l'arrêt. Ce projet, suite à des échanges avec la Commission européenne, a été revu dans sa durée (un an) et dans ses volumes. Ainsi, les centrales au gaz de Seraing (485 MW) détenue par EDF Luminus et de Vilvoorde (265 MW) détenue par Energy Market ont été incorporées dans la réserve stratégique à compter 1^{er} novembre 2017 pour un an à un prix fixé par arrêté royal.

La notification officielle de l'accord de la Commission européenne est attendue début 2018.

Par ailleurs, EDF Luminus a décidé de reporter la mise à l'arrêt définitif des cycles ouverts d'Angleur 3 et d'Izegem au 31 octobre 2019, et en a informé les instances compétentes. Ces unités sont dès lors disponibles au-delà du 1^{er} novembre 2017 et, par conséquent, non éligibles pour la réserve stratégique. En revanche, la décision a également été prise fin octobre 2017 de fermer le site de Ham avec effet immédiat, comme il avait été notifié aux autorités en 2016.

EDF Luminus est par ailleurs présent dans les énergies renouvelables avec 7 centrales hydrauliques et 31 parcs éoliens *onshore* totalisant 114 turbines réparties en Wallonie et en Flandre. Depuis fin 2015, la Société est leader dans l'éolien *onshore* en Belgique et dispose désormais d'une puissance installée de 376 MW. En 2017, EDF Luminus a érigé 28 éoliennes pour une capacité totale de 75,4 MW.

Commercialisation

Sous sa marque « Luminus », EDF Luminus fournit de l'électricité et du gaz à plus de 1,7 million de clients particuliers et professionnels (en points de livraison) en Belgique, avec une perte nette de 24 000 clients dans le B2C en 2017, en contraste avec le gain net réalisé en 2016.

Services énergétiques

Sur le segment des services énergétiques aux clients résidentiels, la Société est active via ses filiales Rami Services, Dauvister et Leenen en leur proposant des services d'installation et d'entretien de chaudières, la vente et la gestion d'un thermostat intelligent (Netatmo) ainsi que des services *Confort* en cas de dommages imprévus à l'habitation. À fin 2017, le portefeuille B2C pour ces trois derniers services a dépassé les 167 000 contrats. Avec près de 70 000 services vendus au cours de l'année 2017, les ventes ont plus que triplé par rapport à 2014.

Au niveau des clients industriels, EDF Luminus propose, avec les sociétés ATS, Vanparijs et Dauvister, des solutions intégrées complètes en électricité et chauffage aux clients industriels. De plus, sa filiale EDF Luminus Solutions (co-détenue avec Dalkia (51 % / 49 %)) se charge des services d'efficacité énergétique en prenant en charge des immeubles tels que les bâtiments administratifs, hôpitaux, écoles, salles de sport, piscines et complexes d'appartements sur la base d'un contrat de performance énergétique.

En 2017, EDF Luminus a continué sa stratégie d'expansion dans les services énergétiques en acquérant les sociétés Newelec, qui est active sur le même créneau qu'ATS mais en Wallonie, ainsi que Insaver qui propose des services d'installation de panneaux photovoltaïques, d'isolation et de batteries aux particuliers en Flandre. ATS a également réalisé l'acquisition de Gezel II qui est active localement dans les services (HVAC) dans le nord-ouest du pays. Quant à Dauvister, la Société a repris les actifs opérationnels de Peterman Poelaert, société spécialisée dans l'installation de chauffages et le remplacement de chaudières pour les clients industriels à Bruxelles et dans le Brabant-wallon.

Pays-Bas

Le groupe EDF et PZEM (anciennement Delta) disposent au travers d'une société commune, Sloe Centrale BV (à 50 % chacun), d'une centrale CCG de 870 MW dans le Sud-Ouest des Pays-Bas, dont les deux unités de 435 MW ont été mises en service en 2009. Grâce à ses performances techniques très élevées, la centrale de Sloe a été appelée à fonctionner 4 635 heures en 2017, une très bonne performance dans des conditions de marché peu favorables aux centrales à gaz.

Suisse

Le groupe EDF est présent en Suisse au travers de ses participations dans Alpiq Holding SA (25 %) et dans les ouvrages de production hydraulique du Châtelot (50 %), d'Émosson (50 %) et de Mauvoisin (10 %).

Alpiq, acteur significatif sur le marché européen de l'énergie, est actif dans la production, la vente et le négoce d'énergie ainsi que dans les services énergétiques et représente plus d'un tiers de l'approvisionnement de la Suisse en électricité. À fin 2016⁽¹⁾, ses capacités installées étaient de 5 940 MW, réparties comme suit : nucléaire 795 MW, thermique 2 160 MW, hydraulique 2 677 MW et autres renouvelables 308 MW.

(1) Données 2017 non encore disponibles à la date de publication du présent document.

En 2016, son chiffre d'affaires s'élevait à 6 078 millions de francs suisses. En termes de chiffre d'affaires, Alpiq se classe au premier rang des électriciens suisses ⁽¹⁾.

L'activité d'Alpiq repose principalement sur des actifs de production, ce qui l'expose fortement aux évolutions de prix de marché. Pour faire face au nouvel environnement de marché en forte dégradation depuis 2011, le groupe Alpiq a lancé un plan de réduction significative des coûts ainsi que de profondes mesures structurelles. Parmi elles figurent le processus d'ouverture aux investisseurs de son activité de services énergétiques (composée de domaines opérationnels Digital & Commerce, Industrial Engineering et Building Technology & Design) ainsi qu'un ambitieux programme de cessions dont Swissgrid, AVAG et AEK notamment, qui a contribué, avec l'afflux provenant des activités opérationnelles, à réduire l'endettement net du Groupe à moins d'un milliard de Francs suisses.

Allemagne

En 2016, conjointement avec le fonds d'infrastructure néerlandais DIF, EDF Invest a pris une participation de 50 % dans Thyssengas, gestionnaire de réseau de transport de gaz de l'ouest de l'Allemagne.

Le groupe EDF détient également un stockage de gaz naturel en cavités salines situé à Etzel. Les installations de surface sont exploitées en joint-venture à 50 / 50 avec EnBW (voir section 1.4.6.2.2 « Projets et actifs gaziers »). Via sa filiale EDF Gas Deutschland, EDF détient également une participation de 16 % dans le gazoduc BEP (Bunde-Etzel-Pipelinegesellschaft).

Le Groupe détient 50 % de la centrale hydroélectrique au fil de l'eau située à Iffezheim sur le Rhin (148 MW, 5 turbines, cette centrale ayant bénéficié d'une extension en 2013).

EDF Deutschland détient par ailleurs une participation de 11,67 % dans la start-up berlinoise ubitricity, qui propose une solution de recharge intelligente des véhicules électriques.

En Allemagne, EDF EN a développé, construit puis revendu plus de 100 MW *onshore* (*build & sale*), et dispose actuellement d'un pipeline de développement d'environ 100 MW. EDF EN détient également 72 % de REETEC, prestataire de services dans l'éolien *onshore* et *offshore* basé à Brême. Via REETEC, EDF EN a acquis en juillet 2017 la société allemande Off-shore Wind Solutions GmbH (OWS), spécialisée dans l'exploitation-maintenance de parcs éoliens en mer. Depuis juillet 2017, EDF EN détient aussi 87,5 % du capital de Futuren, société française spécialiste de l'éolien terrestre en France, Allemagne, Maroc et Italie. En Allemagne, Futuren exploite 139 MW et gère 357 MW pour compte de tiers (voir section 1.4.1.5.3 « EDF EN »).

EIFER, institut de recherche qui dépend de la R&D d'EDF, est basé à Karlsruhe et compte plus de 110 collaborateurs. Il axe ses travaux sur l'optimisation des ressources énergétiques et la production décentralisée (intégration des EnR), l'énergie dans les villes et territoires, ainsi que sur l'économie de l'énergie et de l'environnement (électro-mobilité, *Power-to-Gas*, *Smart Cities*).

Electranova Capital détient une participation d'environ 13,4 % dans Sunfire, société basée à Dresde qui développe des électrolyseurs haute température (*Power-to-Gas* et *Power-to-Liquids*).

Enfin, EDF Trading est actif sur les marchés des commodités en Allemagne, notamment sur le marché intraday et celui du gaz.

1.4.5.3.2 Europe centrale et orientale

Pologne

Le 13 novembre 2017, EDF a finalisé la cession des actifs d'EDF Polska (cogénération et production d'électricité) à PGE Polska Grupa Energetyczna SA à la suite de la levée de l'ensemble des approbations et autorisations réglementaires requises dans le cadre du contrat de vente signé entre EDF et PGE le 19 mai 2017.

Cette cession inclut la centrale de Rybnik, les centrales de cogénération au charbon de Cracovie, Czechnica, Gdansk, Gdynia et Wroclaw ainsi que les centrales de cogénération au gaz de Torun, Zawidawie et Zielona Gora, représentant une capacité totale installée de 4,4 GWth et 1,4 GWe. Elle inclut également les réseaux de chaleur de Czechnica, Torun, Zawidawie et Zielona Gora. La centrale de Wroclaw, ainsi que les centrales et réseaux de chaleur de Czechnica, Zawidawie et Zielona Gora sont détenues indirectement à 50 % + 1 action via la société Kogeneracja.

L'opération a été réalisée sur la base d'une valorisation d'EDF Polska d'environ 6,1 milliards de zlotys pour 100 % du périmètre (soit près de 1,4 milliard d'euros). Elle contribue à une diminution de l'endettement financier net du groupe EDF à hauteur de 1,0 milliard d'euros. Cette opération s'inscrit dans le cadre du plan de

cession d'actifs d'au-moins 10 milliards d'euros engagé par le Groupe sur la période 2015-2020. Cette opération aura également pour effet de réduire l'empreinte carbone du groupe EDF d'environ 23 %.

Le groupe EDF reste présent en Pologne, via ses filiales EDF Énergies Nouvelles, DK Energy Polska et Fenice Poland, et entend rester un partenaire du gouvernement polonais dans le cadre de l'évolution du mix énergétique du pays, et notamment de son programme nucléaire. En outre, le Groupe via sa filiale EDF Énergies Nouvelles, détient deux fermes éoliennes de 48 MW à Linowo et de 58 MW à Rzepin (voir section 1.4.1.5.3 « EDF Énergies Nouvelles »).

En octobre 2015, DK Energy Polska, filiale de Dalkia SA en Pologne, a acquis 100 % des actions de la société Zakłady Energetyki Ciepłej Katowice SA (ZEC), société essentiellement spécialisée dans la production et la distribution de chaleur dans la région de Katowice (Haute Silésie) et leader dans le domaine de la valorisation du gaz de mine. Cette acquisition est destinée à servir de base de développement sur le marché polonais de l'offre de Dalkia en matière de services énergétiques pour les industriels et les collectivités locales (réseaux de chaleur et efficacité énergétique) et de développer l'utilisation du gaz de mine en substitution du charbon.

Russie

Le groupe EDF est présent en Russie dans le domaine des services énergétiques, au travers de la filiale locale cédée par Fenice à Dalkia, nouvellement renommée DK Energy Russia (voir section 1.4.6.1.1 « Dalkia »).

1.4.5.3.3 Europe du Sud

Espagne

Au 31 décembre 2017, le groupe EDF détient 31,48 % du capital de la société Elcogas, une centrale de 320 MW de type GICC (gazéification de charbon intégrée à un cycle combiné), aux côtés d'Endesa Generación (40,99 %) et Iberdrola Generación (12,0 %). La rentabilité de la centrale n'étant plus assurée, elle a été déconnectée du réseau en 2016 et un processus de démantèlement, qui devrait se dérouler sur une période d'environ trois ans, est en cours. Elcogas a signé avec le groupe Papetier Ence une option de vente de terrains et certaines installations. Le groupe Ence a jusqu'au mois de juin 2018 pour exercer cette option dans le but de développer et construire une centrale de biomasse de 50 MW sur le site.

Le Groupe est également présent sur le marché espagnol au travers de la filiale locale Fenice (EDF Fenice Iberica, voir section 1.4.5.2.2 « Activités du groupe EDF en Italie ») et de celle de Citelum (voir section 1.4.6.1.2 « Citelum »).

À signaler, la vente en 2017 des actifs renouvelables détenus par EDF EN en Espagne (voir section 1.4.1.5.3 « EDF Énergies Nouvelles »).

EDF Trading est actif sur ce marché à partir de sa plate-forme de *trading* de Londres (voir section 1.4.6.3 « Optimisation et trading : EDF Trading »).

Enfin, EDF Invest détient depuis 2015 une part minoritaire de Madrileña Red de Gas, opérateur du principal réseau de distribution de gaz dans la région de Madrid (voir section 5.1.3.3.2 « Participations et partenariats »).

1.4.5.3.4 Amérique du Nord

Le groupe EDF est implanté sur tout le continent nord-américain, avec une forte présence aux États-Unis.

Il dispose de plus de 5,3 GW de capacité installée en Amérique du Nord. Par ailleurs, il gère pour le compte de tiers environ 36 GW de capacité installée dans le cadre de contrats d'exploitation et maintenance ou de services d'optimisation.

Les activités d'EDF en Amérique du Nord regroupent principalement :

- les investissements dans la production nucléaire, liés à sa participation de 49,99 % dans CENG (« Constellation Energy Nuclear Group »), la joint-venture avec le groupe Exelon (premier opérateur nucléaire américain) dans trois centrales nucléaires. CENG détient une capacité installée de 4 GW (soit 2 GW en quote-part au prorata de la participation du groupe EDF). Ces trois sites sont exploités par Exelon ;
- les énergies renouvelables, avec une capacité nette de 4 GW principalement localisée aux États-Unis par le biais d'EDF Renewable Energy, filiale américaine détenue à 100 % par EDF Énergies Nouvelles. Par ailleurs, EDF Renewable Services (filiale à 100 % d'EDF Renewable Energy) gère en Amérique du Nord près de 10 GW via des contrats d'exploitation et maintenance pour compte propre ou compte de tiers ;
- le *trading*, sur l'ensemble de la chaîne de valeur, sur les marchés nord-américains de gaz et d'électricité dans le cadre d'EDF Trading North America, et la fourniture

de produits de gestion de l'énergie aux États-Unis et au Canada par le biais d'EDF Energy Services (filiale à 100 % d'EDF Trading North America) ;

- les services énergétiques, gestion locale de l'énergie et efficacité énergétique, dans le cadre de Dalkia et ses filiales Tiru et Groom Energy Solutions ;
- la R&D et l'innovation, dans le cadre d'EDF Innovation Lab ;
- l'éclairage public urbain, par le biais de Citelum, filiale à 100 % d'EDF.

1.4.5.3.4.1 Activité nucléaire aux États-Unis

Production nucléaire : Constellation Energy Nuclear Group (CENG)

Le 6 novembre 2009, le groupe EDF et CEG ont créé CENG. Depuis la fusion entre Exelon et CEG, EDF et Exelon détiennent respectivement 49,99 % et 50,01 % de CENG. EDF et Exelon ont signé un accord en 2014 pour transférer les licences

d'exploitation des centrales de CENG à Exelon, aux termes duquel Exelon gère les activités opérationnelles des trois sites nucléaires CENG (5 réacteurs).

Dans le cadre de l'accord, CENG a versé en 2016 à EDF 400 millions de dollars de dividendes exceptionnels, et EDF a obtenu une option de vente de ses actions CENG à Exelon à leur juste valeur de marché entre le 1^{er} janvier 2016 et le 30 juin 2022.

La gouvernance de CENG est assurée par un Conseil d'administration composé de dix membres, dont cinq sont nommés par le groupe EDF et cinq autres, dont le Président, par Exelon.

Activités du parc nucléaire de CENG

L'activité nucléaire de CENG s'exerce sous le contrôle de l'autorité américaine de sûreté nucléaire, la Nuclear Regulatory Commission (NRC).

CENG exploite cinq réacteurs d'énergie nucléaire, répartis sur trois sites d'activité pour une capacité totale de 4 240 MW. La durée des licences des unités 1 et 2 de Calvert Cliffs, de l'unité 1 de Nine Mile Point et de RE Ginna est de 60 ans.

Réacteurs	Capacité (en MW)	% de détention	Capacité détenue en propre (en MW)	Production ⁽²⁾ (en TWh)	
				2017	2016
Calvert Cliffs 1	894	100	894	7,83	7,18
Calvert Cliffs 2	881	100	881	7,27	7,57
Nine Mile Point 1	620	100	620	4,89	5,35
Nine Mile Point 2 ⁽¹⁾	1 287	82	1 056	9,11	8,29
RE Ginna	575	100	575	4,70	5,04
TOTAL	4 240		4 009	33,80	33,44

(1) CENG détient 82 % de cette unité (soit 1 056 MW de la capacité totale de 1 287 MW de l'unité). Les 18 % de l'unité 2 de Nine Mile Point non détenus par CENG appartiennent à Long Island Power Authority (LIPA). LIPA reçoit 18 % de la capacité et de l'électricité produite par l'unité Nine Mile Point 2, en contrepartie du paiement à CENG de sa quote-part des coûts attachés à cette unité, et est responsable de sa part de 18 % des coûts de démantèlement de cette unité. CENG et LIPA, chacune pour son compte, sont tenues d'apporter un financement propre pour Nine Mile Point 2.

(2) Ces valeurs correspondent à l'expression à l'entier le plus proche de la somme des valeurs précises, compte tenu des arrondis.

Les actifs d'EDF représentaient environ 2 % de la capacité de production nucléaire américaine et 0,4 % de la production totale d'électricité en 2017.

Les principaux concurrents d'EDF sur ce marché sont Entergy, AEP, Exelon, Dynergy et NRG.

Réglementation de l'État de New York

Le 1^{er} août 2016, la *New York Public Service Commission* (NYPSC) a publié une ordonnance établissant une nouvelle régulation, le *Clean Energy Standard* (CES), dont l'un des aspects vise à la sauvegarde des moyens nucléaires dans l'État de New York par la reconnaissance de leurs caractéristiques environnementales de production électrique zéro-carbone. Le mécanisme envisagé inclut la création d'un programme de certificats zéro-émission (ZEC : Zero Emission Credit) afin de préserver les installations de production nucléaire bas carbone qui respectent les critères déterminés par la NYPSC. L'Autorité de Recherche et Développement dans l'Énergie de l'État de New York (NYSERDA : *New York State Energy Research and Development Authority*) centralise l'achat des ZEC aux centrales éligibles via un contrat de 12 ans, administré en six tranches de deux ans, à compter du 1^{er} avril 2017 jusqu'au 31 mars 2029. Le paiement des ZEC aux producteurs éligibles s'effectue sur la base du nombre de MWh produits, assujettis à des plafonds et des exigences de performance minimales. Le prix du ZEC à payer pour chaque tranche est déterminé administrativement en utilisant une formule qui repose sur le coût social du carbone estimé par le gouvernement fédéral en 2016. Cette formule intègre également des ajustements à la baisse liés à l'évolution des prix de marché de l'énergie et de la capacité. Pour la première tranche (du 1^{er} avril 2017 à fin mars 2019), le prix d'un ZEC a été fixé à 17,48 \$ par MWh produit. Pour les tranches suivantes, le prix sera actualisé deux fois par an.

Chaque commercialisateur d'électricité (« *Load Serving Entity* ») est contraint d'acheter une quantité de ZEC correspondant à sa part de marché dans l'État de New York. Le recouvrement des coûts du programme auprès des clients bénéficiant de tarifs régulés est intégré à leurs factures.

La NYPSC a considéré que les installations nucléaires de Ginna et de Nine Mile Point étaient éligibles au programme ZEC. Le 18 novembre 2016, les contrats de vente de ZEC de Ginna et Nine Mile Point ont été signés avec NYSERDA. Au cours de l'exercice 2017, CENG a comptabilisé 248 millions de dollars pour la vente des ZEC.

Plusieurs parties-prenantes ont déposé auprès de la NYPSC des demandes de réexamen des mécanismes du CES. Une requête, visant à invalider le programme

ZEC, a été déposée le 30 novembre 2016 au tribunal de New York par des groupes environnementaux. Cette requête soutient que la NYPSC n'a pas le pouvoir d'établir ce programme et qu'elle a violé, lors de son adoption, certaines dispositions techniques de la loi de l'État de New York sur les procédures administratives (SAPA). Le 15 février 2017, CENG a déposé une requête afin de rejeter cette action en justice. Celle-ci est en cours d'instruction.

Le 19 octobre 2016, un groupe de sociétés de production d'énergie thermique a déposé une plainte auprès de la cour du district fédéral de New York contre la NYPSC, alléguant que le programme ZEC violait certaines dispositions de la Constitution américaine ; plus spécifiquement, ils estiment que le programme ZEC interfère avec la juridiction de la FERC sur les tarifs de gros et introduit une discrimination envers les concurrents des États voisins. Des recours de l'État et de CENG ont été déposés le 17 novembre 2017.

1.4.5.3.4.2 EDF Trading en Amérique du Nord

EDF Trading est présent sur les marchés nord-américains de l'électricité (y compris les droits d'acheminement), du gaz, du charbon et des produits environnementaux. La branche commerciale et industrielle d'EDF Trading, EDF Energy Services, fournit dans toute l'Amérique du Nord des services de gestion et d'optimisation à des clients commerciaux et industriels ayant une consommation énergétique intensive (voir section 1.4.6.3 « Optimisation et trading : EDF Trading »).

1.4.5.3.4.3 EDF Énergies Nouvelles en Amérique du Nord

EDF Énergies Nouvelles, à travers ses filiales EDF Renewable Energy, EDF Renewable Services, EDF EN Canada et EDF EN Mexico, a poursuivi son développement en Amérique du Nord, en mettant en service 812,5 MW bruts de capacités éoliennes, solaires photovoltaïques et biogaz en 2017.

EDF Renewable Services gère des projets éoliens et solaires, pour compte propre et pour le compte de tiers (voir la section 1.4.1.5.3 « EDF Énergies Nouvelles »).

1.4.5.3.4.4 Dalkia en Amérique du Nord

Dalkia, filiale à 100 % du groupe EDF, est présent sur les marchés nord-américains des services énergétiques (gestion locale de l'énergie et efficacité énergétique) avec 414 collaborateurs. Dalkia opère via ses filiales Tiru au Canada, DK Energy US et Groom Energy Solutions aux États-Unis (voir section 1.4.6.1.1 « Dalkia »). Les principaux concurrents sur ce marché sont Veolia et Constellation.

1.4.5.3.4.5 Recherche & Développement

EDF dispose d'une équipe de R&D et Innovation (EDF Innovation Lab) installée dans la Silicon Valley, qui accompagne le développement d'EDF aux États-Unis et contribue à l'innovation dans le Groupe (voir section 1.6.3 « L'international et les partenariats »). En 2016, cette équipe a permis l'identification de la société Off Grid Electric (OGE), partenaire d'EDF dans la fourniture d'énergie solaire compétitive hors réseaux en Côte d'Ivoire (voir section 1.4.5.3.9 « Off Grid - Energie hors réseaux »).

1.4.5.3.4.6 Citelum en Amérique du Nord

Citelum, filiale d'EDF dans le domaine de l'éclairage public urbain, est également présent aux États-Unis (voir la section 1.4.6.1.2 « Citelum »). Le 21 novembre 2017, la société a signé son premier contrat avec la ville d'Albuquerque pour remplacer plus de 20 000 points lumineux en LED, mettre en place une infrastructure d'Internet of Things (IoT) et déployer un système de gestion centralisée. A travers ce contrat, Citelum USA s'engage, sur une durée de 15 ans, à réduire les coûts d'énergie et de maintenance tout en fournissant un meilleur niveau d'éclairage et de services.

1.4.5.3.5 Amérique du Sud

En Amérique du Sud, le groupe EDF est présent sur les marchés brésilien et chilien, et élargit ses ambitions à certains pays de la zone, dans lesquels il prospecte des opportunités de développement.

1.4.5.3.5.1 Brésil

Depuis avril 2014, le Groupe détient 100 % d'EDF Norte Fluminense, suite au rachat de la participation de 10 % détenue par Petrobras dans le capital d'EDF Norte Fluminense. La Société, qui a construit et exploite depuis fin 2004 la centrale CCG de Norte Fluminense, d'une puissance installée de 827 MW et située dans la région de Macaé, a un contrat de fourniture de 725 MW avec la société de distribution Light sur une durée de 20 ans. En 2017, la production nette de la centrale s'est élevée à 5,45 TWh. Lorsque les conditions du marché et du réseau d'électricité brésilien le permettent, le solde de la production est vendu sur le marché libre de l'électricité. En 2017, EDF Norte Fluminense a ainsi vendu 285 GWh, entre production propre (209 GWh) et autres transactions d'énergie. En plus de ces ventes sur le marché national, 22 GWh ont été produits et exportés vers l'Argentine.

EDF Norte Fluminense dispose d'un complément de production solaire destiné à la consommation de l'usine, dont les 1 764 modules photovoltaïques ont généré 302 MWh en 2017, permettant une réduction des émissions de CO₂ de 116 tonnes.

Par ailleurs, EDF, à travers sa filiale EDF Norte Fluminense, a procédé le 11 décembre 2014 à une prise de participation de 51 % dans la Compagnie Énergétique de Sinop (CES), en charge de la construction et de l'exploitation de l'aménagement hydroélectrique de Sinop, pour une puissance de 400 MW. Les deux autres actionnaires sont Eletronorte (24,5 %) et CHESF (24,5 %), filiales du groupe Eletrobras. La construction du barrage a démarré au printemps 2014, et sa mise en service commerciale est prévue à la fin 2018. Le groupe EDF détient un rôle industriel aussi bien dans la construction que dans l'exploitation future du barrage. À la fin d'octobre 2017, près de 94 % de la construction de l'usine de production électrique (Génie civil, fournitures et montages électromécaniques) ont été réalisés.

En ligne avec le plan stratégique CAP 2030, la filiale EDF Énergies Nouvelles accélère son développement en Amérique latine et notamment au Brésil, où elle est entrée dans le solaire photovoltaïque avec l'acquisition en deux temps auprès de Canadian Solar Inc. du cluster solaire Pirapora (399 MWc) dans le nord de l'état de Minas Gerais. EDF Énergies Nouvelles est présent dans le pays depuis février 2015, grâce à l'acquisition majoritaire du portefeuille éolien de Ventos da Bahia (voir section 1.4.1.5.3 « EDF Énergies Nouvelles »).

EDF est également présent au Brésil à travers Edison, dont la filiale à 50 % Ibiritermo exploite un CCG de 226 MW dans l'état de Minas Gerais, ainsi qu'à travers la filiale de Citelum créée en 1999 et dédiée à l'éclairage public.

Les principaux concurrents d'EDF au Brésil sont Engie, Neoenergia, CPFL, ENEL et EDP.

1.4.5.3.5.2 Chili

Depuis 2013, EDF développe conjointement avec le partenaire chilien Andes Mining & Energy (AME) et la société américaine Cheniere, un projet gas to power combinant la conception, la construction et l'exploitation d'une centrale électrique de type CCG d'une puissance d'environ 600 MW, et d'une infrastructure de stockage et de regazéification de GNL en mer de type *Floating Storage Regasification Unit* (FSRU).

Via la filiale EDF Chile créée en 2014 à cet effet, le Groupe est actionnaire à hauteur de 45 % dans les deux sociétés projets (terminal GNL Penco-Lirquén et centrale El Campesino), aux côtés de BiobioGenera (45 %) dont AME est l'actionnaire contrôlant et la société Cheniere (10 %).

Ce projet « gas to power » participe à la politique énergétique du Chili, qui vise un mix équilibré entre productions au gaz, hydraulique et renouvelable. Néanmoins, le projet a subi un contretemps avec la décision négative de la Cour suprême du 30 janvier 2017, annulant le permis du terminal de regazéification Penco Lirquen. À ce stade, différentes actions ont été engagées afin de poursuivre le développement du Groupe dans la production électrique au Chili, l'une d'entre elles étant la relance du processus d'obtention du permis.

Par ailleurs, Centrale El Campesino a signé l'acquisition de la société ESSA, propriétaire d'un actif de 750 MW, dont la finalisation interviendrait courant du 1^{er} semestre 2018.

La filiale EDF Énergies Nouvelles est également présente au Chili avec la centrale solaire de Boléro (146 MWc) située dans le désert d'Atacama et inaugurée en décembre 2016, et le projet photovoltaïque de Santiago Solar (115 MWc), détenu à parité avec Andes Mining Energy (AME). EDF Énergies Nouvelles poursuit également son développement dans l'éolien avec le projet Cabo Leones de 115 MW (voir section 1.4.1.5.3 « EDF Énergies Nouvelles »).

Les principaux concurrents d'EDF sur ce marché sont Endesa, AES Gener, Colbun et Engie. Par ailleurs d'autres acteurs comme Mainstream, WPD ou Gas Natural Fenosa affichent des ambitions dans le segment de la production électrique, essentiellement d'origine renouvelable.

Enfin, Citelum, filiale à 100 % du groupe EDF, est également présente dans ce pays sur le marché de l'éclairage public (voir section 1.4.6.1.2 « Citelum »).

1.4.5.3.6 Asie-Pacifique

Les activités du groupe EDF sur la zone Asie-Pacifique se concentrent sur la Chine et les pays à fort développement. La présence dans les secteurs de la production électrique, des réseaux et des services constitue un enjeu industriel pour le Groupe. Dans le nucléaire, en complément du projet de construction et d'exploitation des deux réacteurs de type EPR de Taishan, les nouveaux projets doivent apporter au Groupe l'accès à des innovations technologiques et lui permettre de valoriser son savoir-faire industriel. Son objectif est de maintenir ainsi ses atouts concurrentiels et technologiques dans un contexte de compétition internationale autour du programme nucléaire mondial, de l'équipement de pays émergents et de la perspective du renouvellement du parc français.

1.4.5.3.6.1 Activités en Chine

Présent depuis plus de 30 ans en Chine au travers de prestations de conseil dans les domaines nucléaires, thermique et hydraulique, le groupe EDF est aujourd'hui l'un des plus importants investisseurs étrangers dans la production d'électricité notamment par ses participations dans des centrales thermiques au charbon d'une puissance totale installée de 2 000 MW⁽¹⁾. Avec le projet de Taishan phase I (deux réacteurs de 1 750 MW chacun), EDF est également actionnaire à hauteur de 30 % dans un projet de production d'électricité à partir d'une centrale nucléaire de type EPR. Enfin, le groupe EDF est entré depuis 2016 dans la production d'électricité renouvelable en Chine et développe des partenariats lui ouvrant de nouvelles perspectives d'investissement dans le nucléaire, les énergies renouvelables, les services énergétiques et d'ingénierie.

La filiale Citelum est également présente dans ce pays sur le marché de l'éclairage public par l'intermédiaire du contrat avec la ville de Kunming.

(1) Donnée proportionnelle à la participation d'EDF.

Production d'électricité nucléaire

Centrales de Daya Bay, de Ling Ao et de Taishan EPR phase I

Après avoir conduit la conception, la construction et la mise en service en 1994 de Daya Bay (deux réacteurs nucléaires de 1 000 MW chacun), puis assisté le groupe chinois China General Nuclear Power Co. (CGN) pour la construction de la centrale de Ling Ao phase I (deux réacteurs de 1 000 MW chacun mis en service en 2002 et 2003) puis phase II (deux réacteurs supplémentaires de 1 000 MW mis en service en 2010 et 2011), EDF apporte aujourd'hui une assistance au groupe CGN pour l'exploitation de l'ensemble de son parc. Les performances enregistrées par ces centrales depuis leurs mises en service constituent l'une des principales références du Groupe en Chine. Par ailleurs, EDF possède 30 % des parts de Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Ltd., qui a pour objet de financer, de construire et d'exploiter deux réacteurs nucléaires de technologie EPR à Taishan dans la province du Guangdong. Par cette opération, le Groupe représente le premier investisseur étranger dans la production nucléaire chinoise, le succès du projet reposant sur la complémentarité des compétences des groupes EDF et CGN. Des étapes importantes du projet ont été franchies en 2017 avec la réalisation des essais d'ensemble sur le réacteur numéro 1. La mise en service de cette tranche est prévue à en 2018, celle de l'unité 2 en 2019 (voir aussi section 1.4.1.2.3.2 « EPR de Taishan »)

Accords de partenariat

L'accord de partenariat global entre EDF et CGN a été signé en 2007 et complété en 2014 par des accords de mise en œuvre concernant les domaines de l'ingénierie, la R&D et l'exploitation. Le groupe EDF a mis en place une structure basée à Pékin et à Shenzhen (*front office* pour le Groupe des métiers du nucléaire en Chine), dont les objectifs sont de promouvoir le modèle EDF comme opérateur architecte-ensemblier intégré, tout en entraînant l'industrie française et en se plaçant en appui aux projets du Groupe, en partenariat avec la filière nucléaire chinoise. Les experts de cette structure s'attachent en particulier à promouvoir les codes et standards français ainsi que le référentiel de sûreté nucléaire du Groupe. La structure héberge aussi un représentant de l'association Partenariat France Chine Electricité présidée par EDF et constituée de fournisseurs qualifiés d'EDF cherchant à se développer en Chine.

Le Groupe a conclu en 2010 un accord-cadre de partenariat avec China National Nuclear Corporation (CNNC), étendu en mars 2014, visant à développer une coopération approfondie et globale. Le Groupe a par ailleurs signé en 2013 un accord avec CGN et AREVA-Framatome, qui prépare les conditions pour la construction de futurs réacteurs et prévoit la contribution d'EDF au parc en exploitation de CGN ainsi qu'à son évolution.

Le partenariat avec CGN a permis d'engager des discussions sur sa participation à des projets nucléaires communs en Grande-Bretagne, qui ont abouti à la signature par EDF et CGN des contrats finals pour la centrale d'Hinkley Point C le 29 septembre 2016. Un accord portant sur le développement de la technologie UK Hualong a également été signé à cette occasion.

Enfin, dans le cadre de la déclaration gouvernementale franco-chinoise de juin 2015, des accords tripartites (EDF et AREVA-Framatome avec CGN et CNNC) ont été signés en 2015, prévoyant la poursuite de la construction des EPR de Taishan, la participation des industriels chinois aux projets nucléaires en Grande-Bretagne ainsi qu'un partenariat sur le développement de réacteurs de moyenne et grande puissance. En complément, un accord entre AFCEN et NEA (National Energy Administration) couvrant la coopération dans le domaine des codes et standards a été signé en novembre 2017. Son objectif est de promouvoir la reconnaissance mutuelle des systèmes de codes et standards nucléaires, et de constituer un socle de coopération entre les filières française et chinoise pour exploiter ensemble le marché nucléaire international.

La déclaration conjointe endossée par les Présidents français et chinois en janvier 2018 salue la coopération entre les industriels français et chinois sur l'EPR, notamment à Taishan, et appellent à la poursuite du travail conjoint sur les projets britanniques (Hinkley Point C, Sizewell, Bradwell).

Production d'électricité thermique charbon

Shandong Zhonghua Power Company Ltd. (SZPC)

Le groupe EDF détient 19,6 % de SZPC, société propriétaire de trois centrales à charbon dans la province du Shandong, mises en service entre 1987 et 2004 pour une puissance totale de 3 060 MW. Les autres actionnaires sont le groupe Guodian (qui a fusionné avec Shenhua en 2017 pour former un nouveau groupe, State Energy Investment Group) et l'électricien hongkongais CLP.

Datang Sanmenxia Power Generation Company Ltd. (DSPC)

Le groupe EDF détient 35 % de DSPC, société propriétaire de la centrale de Sanmenxia 2 dans la province du Henan, mise en service en 2007 pour une capacité

installée de 2 × 600 MW, de technologie dite « charbon supercritique ». Cette prise de participation s'est effectuée via une joint-venture dont la durée de vie a été fixée jusqu'à 2039 par les autorités chinoises. Les autres actionnaires sont deux sociétés chinoises dont le groupe Datang, majoritaire dans DSPC.

Fuzhou Power Generation Company (FPC)

Le groupe EDF détient 49 % de FPC, joint-venture créée en 2014 avec une filiale du groupe Datang pour la construction et l'exploitation d'une centrale thermique à charbon dite « ultra-supercritique » (2 × 1 000 MW) dans la province du Jiangxi. Le premier groupe a été mis en service en décembre 2015, le deuxième en avril 2016. Fuzhou est ainsi la première centrale de type « ultra-supercritique » (c'est-à-dire ayant des rendements élevés et un impact environnemental limité) exploitée par le groupe EDF. Cette technologie permet d'atteindre des niveaux élevés de température et de pression dans la chaudière assurant un meilleur rendement (près de 44 % pour Fuzhou) que dans une centrale classique et diminuant la consommation de charbon et la production de CO₂ par kilowattheure produit.

Énergies renouvelables

EDF Énergies Nouvelles détient 80 % d'UPC Asia Wind Management (AWM), qui développe et exploite des projets éoliens en Chine avec une équipe d'une centaine d'employés. A travers AWM, le groupe EDF détient une participation dans 6 centrales éoliennes (dont 2 en construction) pour une puissance installée totale de 319,5 MW (143,6 MW proportionnellement à la participation d'EDF), ainsi qu'un pipeline de projets en développement de plusieurs centaines de MW.

Recherche & Développement (R&D)

Six ans après sa création, le centre R&D d'EDF en Chine renforce son soutien aux métiers d'EDF Chine et centre ses compétences sur les thématiques prioritaires pour le développement d'EDF en Chine. Les activités du centre portent sur la production et le stockage de l'électricité bas carbone, les réseaux électriques innovants, les systèmes locaux multi-énergies et l'*open* innovation. La modélisation et la simulation numérique sont une forte composante dans chacun de ces domaines.

Services Énergétiques

Dans la ville de Sanmenxia (province du Henan), EDF a créé une joint-venture (détenue par EDF à hauteur de 65 %) pour la construction et l'exploitation d'un réseau de chaleur urbain à partir de la récupération de chaleur fatale issue de centrales thermiques de son partenaire Datang. Le contrat de concession, d'une durée de 30 ans, a été signé le 9 août 2016 et le réseau est entré en exploitation commerciale le 15 novembre 2016. Après le succès de la première saison de chauffe, la municipalité de Sanmenxia a décidé le 29 août 2017 l'extension de la zone de concession accordée à la joint-venture, portant les réductions d'émission de CO₂ de 200 000 à 240 000 tonnes par an à partir de 2021.

Dans la ville de Lingbao (province du Henan), EDF a créé une joint-venture le 13 novembre 2017 avec la société d'investissement municipale (détenue par EDF à hauteur de 65 %) pour construire et exploiter un réseau de chaleur alimenté par une centrale de cogénération biomasse de 35 MW. Le contrat de concession, d'une durée de 30 ans, a été signé le 9 janvier 2018 dans le cadre de la visite d'État du Président français en Chine. La construction de la centrale doit commencer au 1^{er} trimestre 2018. Ce projet apportera un revenu complémentaire aux agriculteurs locaux, permettra l'élimination contrôlée des déchets agricoles et d'éviter l'émission de 150 000 tonnes de CO₂ par an.

Dans la ville de Sanya (province de Hainan), EDF et son partenaire Changfeng Energy ont été sélectionnés le 8 août 2017 par le gouvernement municipal pour réaliser un réseau de stations multi-énergies dans une des zones touristiques de la ville, dans le cadre d'une concession de 30 ans. Le dispositif permettra d'alimenter en froid (climatisation) et en eau chaude sanitaire des hôtels, des centres commerciaux et des hôpitaux. La joint-venture (détenue par EDF à 50 %) a été créée le 6 novembre 2017, et le contrat de concession a été signé le 9 janvier 2018 devant les Présidents français et chinois. Ce projet permettra d'éviter l'émission de 20 000 à 70 000 tonnes de CO₂ par an.

Dans le domaine des services énergétiques, le contrat signé avec Dongfeng Peugeot Citroën Automobile à Wuhan en 2013 sur l'éclairage a été prolongé en 2014 et 2015. EDF travaille en outre avec la municipalité de Wuhan pour la planification, le développement et l'exploitation des services énergétiques dans l'éco-quartier franco-chinois du district de Caidian. Un premier contrat a été signé en 2016 pour la réalisation de deux projets pilotes portant sur l'éclairage public et sur l'efficacité énergétique d'un bâtiment test.

Le Groupe propose également des solutions innovantes aux industriels et éco-quartiers en s'appuyant sur les compétences d'EDF en Europe, notamment dans le domaine des réseaux intelligents, de la cogénération, de la récupération de chaleur perdue et des énergies renouvelables décentralisées (pompe à chaleur, solaire urbain, biomasse, géothermie).

Services d'ingénierie

Dans le domaine des services d'ingénierie, EDF s'associe à des partenaires pour répondre aux appels d'offres internationaux. La complémentarité des compétences a permis de remporter en 2017, conjointement avec le gestionnaire de réseau chinois State Grid, un contrat signé avec l'Asian Development Bank portant sur l'étude de faisabilité des interconnexions entre les réseaux électriques de pays situés au Nord-Est asiatique (Chine, Mongolie, Japon, Corée). Par ailleurs, EDF envisage la possibilité de valoriser son offre d'exploration et maintenance en partenariat avec des acteurs chinois.

Sur le marché chinois, EDF International Networks développe une offre de services et de conseils pour optimiser les performances des acteurs locaux dans la gestion des réseaux de distribution d'électricité.

1.4.5.3.6.2 Asie du Sud-Est et du Sud

L'activité du groupe EDF en Asie du Sud-Est et du Sud est centrée sur le développement du secteur électrique, au travers notamment d'opportunités de projets de conception, de construction et d'exploitation de nouvelles centrales de production thermique gaz et hydraulique dans les pays offrant des opportunités de type *Independent Power Plants* (IPP) ainsi que dans le domaine des énergies renouvelables, des villes intelligentes et de l'innovation.

Vietnam

Au 31 décembre 2017, EDF possède 56,25 % de Mekong Energy Company Ltd. (MECO), la société propriétaire de Phu My 2.2, centrale CCG d'une capacité de 715 MW (soit environ 1,7 % de la capacité installée du pays). Les autres actionnaires sont TEPCO (JERA) et SGM2 (Sumitomo). Il s'agit du premier projet d'IPP à investissement exclusivement étranger lancé au Vietnam. Le contrat BOT (Build, Operate, Transfer) a une durée de 20 ans. EDF a assuré en 2005 la livraison « clés en main » de la centrale, et MECO en pilote aujourd'hui l'exploitation.

Laos

Au 31 décembre 2017, le groupe EDF détient 40 % de Nam Theun 2 Power Company (NTPC), société propriétaire du complexe hydroélectrique de Nam Theun 2, d'une puissance installée de 1 070 MW, construit par le groupe EDF dans le cadre d'un contrat « clés en main », mis en service en 2010 et qui représente environ 18 % de la capacité installée du pays. Les autres actionnaires sont la société thaïlandaise EGCO (*Electricity Generating Public Company Limited*) à hauteur de 35 % et une société d'État laotienne, LHSE (*Lao Holding State Enterprise*) à hauteur de 25 %. La société NTPC exploite la centrale pour 25 ans au titre du contrat de concession conclu avec le gouvernement du Laos.

Inde

Dans le domaine de l'énergie nucléaire, suite au protocole de coopération relatif au projet de construction de six réacteurs EPR à Jaitapur signé en janvier 2016, EDF et l'électricien national indien *Nuclear Power Corp of India Ltd.* (NPCIL) ont poursuivi leurs discussions en 2017 pour définir plus précisément le cadre de leur coopération, qui a abouti le 10 mars 2018 par la signature d'un accord industriel en vue de la réalisation de ces six réacteurs (voir section 5.2 « Événements postérieurs à la clôture »).

Par ailleurs, EDF a remporté en 2016 un contrat pour 75 000 compteurs intelligents auprès du New Delhi Municipality Council, régie municipale de la capitale indienne. Le Groupe, via sa filiale EDF International Network a répondu à cet appel d'offres dans le cadre d'un consortium mené par WAPCOS, société d'ingénierie en infrastructure détenue à 100 % par l'État indien.

La filiale EDF Énergies Nouvelles est également présente en Inde dans le solaire photovoltaïque et depuis 2016 dans l'éolien (voir section 1.4.1.5.3. « EDF Énergies Nouvelles »).

Recherche & Développement

Suite à l'accord signé avec le *Housing and Development Board* de Singapour en juin 2013, principal constructeur de bâtiments de la ville, en vue de développer un dispositif innovant de modélisation urbaine, le groupe EDF a ouvert en 2014 un centre d'excellence pour les villes durables en Asie : EDF Lab Singapour. Ce centre de R&D consacré à la planification urbaine a vocation à renforcer les collaborations existantes et à en initier de nouvelles avec Singapour et d'autres villes de la région. En octobre 2017, EDF a signé un partenariat de recherche avec l'université Nanyang

Technical University pour intégrer le *Renewable Energy Integration Demonstrator* (Singapour, projet multi-entreprises de démonstrateur de réseau électrique intelligent (Smart Grids), sur une île au large de Singapour).

1.4.5.3.7 Afrique

Le Groupe souhaite se développer sur le continent africain en accompagnant les pays en forte demande énergétique, de manière sélective et adaptée à chaque zone géographique, et en bâtissant des partenariats durables et multi-métiers. EDF intensifie également son action dans la fourniture d'énergie compétitive hors réseaux.

Afrique du Sud

Le groupe EDF a implanté une filiale depuis 2007 à Johannesburg initialement dans l'optique de préparer la relance du programme nucléaire sud-africain. Le plan directeur énergétique du pays, promulgué en mai 2011, prévoyait en effet la mise en service de 9,6 GW d'énergie électronucléaire d'ici 2030. Ce programme est actuellement en cours de révision et sera étendu à l'horizon 2050. Plusieurs scénarii intégrant notamment le nucléaire, les énergies renouvelables et le gaz naturel liquéfié sont ainsi mis en débat en vue d'une promulgation annoncée en 2018. La filiale sud-africaine est également en charge du développement de l'activité d'EDF dans la zone d'Afrique australe, notamment dans le domaine des projets de production ainsi que dans la vente de services, en lien avec les ingénieries thermique, hydraulique, le transport et la distribution.

EDF EN a par ailleurs pris position sur le marché éolien en Afrique du Sud dans le cadre des différentes phases de l'appel d'offres lancé par le ministère de l'Énergie depuis 2011. La société a été retenue via sa filiale InnoWind (détenue à 84 % par EDF EN) et exploite 107,6 MW bruts.

Le Groupe est aussi présent en Afrique du Sud à travers la société KES (Kukhanya Energy Services), créée en 2002 (voir la section 1.4.5.3.9 « Off Grid - Énergie hors réseaux »).

Mozambique

Le Groupe est actif au Mozambique depuis la fin des années 1980 dans la prestation de services d'ingénierie, et a noué des partenariats privilégiés avec EDM (Electricidade de Moçambique).

Le groupe EDF et EDM se sont engagés dans un accord de coopération signé en juin 2017 qui vise à promouvoir les échanges dans l'ensemble des domaines du système électrique connecté et non-connecté de la production hydraulique, thermique et renouvelable ainsi que dans les réseaux et la formation.

Le groupe EDF, conjointement avec WLE - *World Leading Education* -, a été retenu par EDM dans le cadre d'un appel d'offres portant sur la formation professionnelle et le renouvellement des centres de formation d'EDM.

Maroc

Le groupe EDF est actif au Maroc depuis les années 1970 et a noué des partenariats privilégiés avec l'ONEE (Office national marocain de l'électricité et de l'eau potable), les régies de distribution d'électricité et des industriels. Pour accompagner son développement, il a créé EDF Maroc en 1997, EDF EN Maroc en 2012 ainsi que EDF Fenice Maroc en octobre 2016.

Le Groupe et l'ONEE ont poursuivi leur coopération, conformément à l'accord général signé en janvier 2012, dans les domaines de la production hydraulique, thermique et renouvelable, ainsi que dans les réseaux et la formation.

Après avoir été retenu par l'ONEE dans le cadre d'un appel d'offres, le consortium mené par EDF EN en partenariat avec le groupe japonais Mitsui & Co. développe le parc éolien de Taza d'une puissance de 150 MW (voir la section 1.4.1.5.3 « EDF Énergies Nouvelles »).

Le Groupe est aussi présent au Maroc dans les activités d'efficacité énergétique avec la filiale de Fenice (EDF Fenice Maroc, voir section 1.4.5.2.2 « Activités du Groupe EDF en Italie ») ainsi que sur le marché de l'éclairage public par le biais de sa filiale Citelum.

Sénégal

Le Groupe est présent au Sénégal à travers la société ERA, opérateur de la concession d'électrification rurale de Kaffrine-Tambacounda-Kédougou (voir section 1.4.5.3.9 « Off Grid - Énergie hors réseaux »). Il y est également présent au travers d'un contrat de prestation dans le domaine de la production auprès d'un producteur indépendant, et de plusieurs contrats de prestations de services par le biais de sa filiale EDF International Networks, en charge de l'exécution de contrats d'appui à la

performance et à la fiabilisation du réseau de distribution de l'opérateur local Senelec.

Cameroun

L'État du Cameroun (30 %), la SFI (Groupe Banque mondiale, 30 %) et EDF (40 %) développent le projet hydroélectrique Nachtigal, d'une puissance de 420 MW, situé sur la Sanaga et proche de Yaoundé, pour une décision d'investissement visée en fin du premier semestre 2018. En juillet 2016, la société Nachtigal Hydro Power Company a été créée pour accompagner le projet, et a signé une Convention de Concession de Production d'Electricité en avril 2017.

La centrale hydroélectrique Nachtigal est un projet dimensionnant pour le pays et sera, à sa mise en service, le plus gros moyen de production du Cameroun. Elle assurera environ un tiers des besoins en électricité et sera l'occasion de nombreuses retombées pour l'économie locale.

République du Congo

EDF International Networks, filiale à 100 % du groupe EDF, a créé en septembre 2017 une succursale afin de poursuivre ses activités de développement au sein du pays en appui de la SNE.

Egypte

En octobre 2017, le groupe EDF fait son entrée dans la production d'énergie renouvelable en Egypte. EDF EN, à parité avec l'Egyptien Elsewedy, va financer, construire et exploiter deux centrales photovoltaïques de 50 MWC chacune à Benban, près d'Assouan. Ces projets bénéficieront d'un PPA de 25 ans (voir la section 1.4.1.5.3 « EDF Énergies Nouvelles »).

En 2017, EDF a remporté deux appels d'offres de consultance, l'un avec EETC pour l'ingénierie et le suivi de la construction du dispatching du Delta, l'autre avec EEHC pour le *management* du déploiement de 53 000 compteurs communicants que sa filiale EDF International Networks réalisera au sein d'un consortium mené par l'industriel français Sagemcom et comprenant l'Egyptien Globaltronics.

Depuis le milieu des années 1990, le groupe EDF est présent en Egypte dans l'E&P d'hydrocarbures *via* sa filiale Edison (voir la section 1.4.5.2.3.2 « Italie - Activités dans le secteur des hydrocarbures »).

Côte-d'Ivoire

En partenariat avec SIFCA, groupe agro-industriel ivoirien en Afrique de l'Ouest, le groupe EDF développe le projet « Biovéa » de centrale biomasse de deux tranches de 23 MW. Ce projet est déjà inscrit au schéma directeur de développement de l'État ivoirien et un accord sur le prix de cession de l'électricité a été signé avec l'État ivoirien le 30 novembre 2017. La décision d'investissement est visée pour début 2019.

En août 2016, le Groupe a créé une filiale locale pour soutenir sa stratégie de développement en Côte d'Ivoire.

En octobre 2016, il a également créé la société ZECL, joint-venture avec la société américaine *Off Grid Electric* (OGE), pour le déploiement d'un projet *off grid* d'énergie hors réseaux pour les populations rurales et péri-urbaines (voir section 1.4.5.3.9 « Off Grid - Energie hors réseaux »).

Ghana

En octobre 2017, le groupe EDF a créé une succursale locale pour soutenir sa stratégie de développement dans ce pays. Il est également présent au Ghana à travers la société ZEGHA (voir section 1.4.5.3.9 « Off Grid - Energie hors réseaux »).

1.4.5.3.8 Moyen-Orient

Le groupe EDF est présent au Moyen-Orient, avec un bureau régional basé aux Emirats Arabes Unis et couvrant les activités de la zone, en développement et en suivi de projets.

En outre, le Groupe a des bureaux au Qatar, à Doha, en Arabie saoudite, à Riyadh, au Liban, à Beyrouth, au Bahreïn et aux Emirats Arabes Unis à Abu Dhabi et Dubaï.

Ces bureaux gèrent des activités commerciales et des projets dans ces différents pays.

Les projets majeurs de la zone sont notamment aux Emirats Arabes Unis avec le client DEWA (en charge de l'eau et de l'électricité dans la ville de Dubaï) :

- un projet de développement de centrale solaire de 800 MW, en technologie de panneaux solaires photovoltaïques. EDF *via* sa filiale EDF EN développe ce projet aux côtés de Masdar, société d'Abu Dhabi appartenant au groupe Mubadala, et

du client DEWA. Cette centrale, dont la réalisation complète est prévue en avril 2020, sera la plus grosse centrale solaire au monde ;

- un projet d'assistance à la maîtrise d'ouvrage pour un barrage de type station de pompage de 250 MW, prévu dans les montagnes d'Hatta dans l'Emirat de Dubaï, pour le client DEWA.

Un autre projet majeur est en cours de réalisation à Doha : ingénierie conseil pour le client Kahramaa (eau et électricité du Qatar) dans le cadre de la réalisation de postes électriques et de réseaux de câbles haute tension (projet faisant partie de la « phase 13 »).

En Arabie Saoudite, le groupe EDF a signé en 2014 un accord de partenariat avec la Saudi Electricity Company (SEC), opérateur électrique de référence du pays, permettant une coopération très large entre les deux groupes et incluant notamment des activités de formation. Dans le prolongement de cet accord, le contrat GOC « *Generation, Optimization Center* » signé en février 2016 prévoit l'appui d'EDF à la mise en place de centres régionaux d'optimisation de la production. En octobre 2016, un accord a également été signé concernant la formation des futurs ingénieurs nucléaires saoudiens, qui seront formés au sein des installations du Groupe.

Israël

Le groupe EDF est présent en Israël depuis 2010 à travers sa filiale EDF Énergies Nouvelles, qui exploite 193,5 MWC bruts de projets photovoltaïques connectés au réseau, et a lancé en 2017 la construction de 105 MWC supplémentaires et poursuit le développement d'un portefeuille de projets solaires et éoliens d'environ 300 MWC (voir la section 1.4.1.5.3 « EDF Énergies Nouvelles »).

Le Groupe soutient également les efforts de développement de sa filiale italienne Edison dans l'exploration de gaz.

Par ailleurs, le Centre d'ingénierie hydraulique du Groupe fournit des services au premier projet israélien de stockage de l'électricité par pompage, sur le mont Gilboa.

1.4.5.3.9 Off Grid - Energie hors réseaux

Le groupe EDF a quinze ans d'expérience dans le domaine « Off-Grid » - énergie décentralisée - en Afrique au travers de sociétés créées à cet effet.

KES

En Afrique du Sud, la société KES (Kukhanya Energy Services), créée en 2002, est détenue à hauteur de 50 % par EDF, 15 % par l'opérateur local Calulo, et 35 % par Total. Elle a initialement développé ses activités par des kits photovoltaïques dans le Kwazulu-Natal, puis a étendu ses activités dans la région d'Eastern Cape. À fin décembre 2017, KES alimente en énergie électrique solaire près de 135 000 personnes et souhaite poursuivre son développement en Afrique australe.

ERA

Au Sénégal, le groupe EDF détient 70 % des actions de la société ERA, accompagné d'un partenaire local Maforce. ERA est opérateur depuis 2014 de la concession d'électrification rurale de la zone Kaffrine-Tambaounda-Kédougou (25 % du territoire sénégalais). Assisté financièrement par l'Agence Française de Développement qui devrait débloquer prochainement une 3^e et dernière tranche de subvention, ERA développe le réseau électrique, installe des panneaux photovoltaïques en zone rurale et alimente à ce jour environ 35 000 personnes. Le processus de révision tarifaire initié en juin 2017 par le Régulateur à la demande des concessionnaires devrait aboutir début 2018 à la publication de nouveaux tarifs qui devront assurer l'équilibre financier de la concession et permettre son développement sur le long terme.

ZECL

Le groupe EDF et Off Grid Electric (OGE) - entreprise américaine dans la distribution d'énergie solaire en Afrique dans laquelle le fonds d'investissement capital-risque *cleantech* d'EDF, Electranova Capital, est actionnaire - ont créé en octobre 2016 une société commune en Côte d'Ivoire, ZECL, pour la fourniture d'énergie solaire compétitive hors réseaux en Afrique.

Dans le cadre de cette co-entreprise, le Groupe et OGE prennent en charge l'installation et la maintenance de kits solaires à destination de foyers ruraux et périurbains. Ces kits individuels comprennent des panneaux solaires faciles à installer adossés à des batteries permettant de stocker l'électricité, et payables par simple utilisation d'un téléphone portable. Grâce à ces kits, à fin 2017, plus de 50 000 personnes peuvent s'éclairer et alimenter un ensemble d'appareils domestiques basse consommation telles qu'une télévision ou une radio proposées dans l'offre, ou recharger leur téléphone portable.

1. PRÉSENTATION DU GROUPE EDF

Description des activités du Groupe

Le groupe EDF a créé la société Neot Offgrid Africa (participation d'EDF Nouveaux Business aux côtés de fonds d'investissements de la société de gestion Meridiam) qui a vocation à financer ces kits. L'ambition de ZECL est d'alimenter près de 2 millions de personnes à l'horizon 2021 en Côte d'Ivoire, avec le projet d'étendre rapidement à d'autres pays de la région et de développer l'offre à grande échelle.

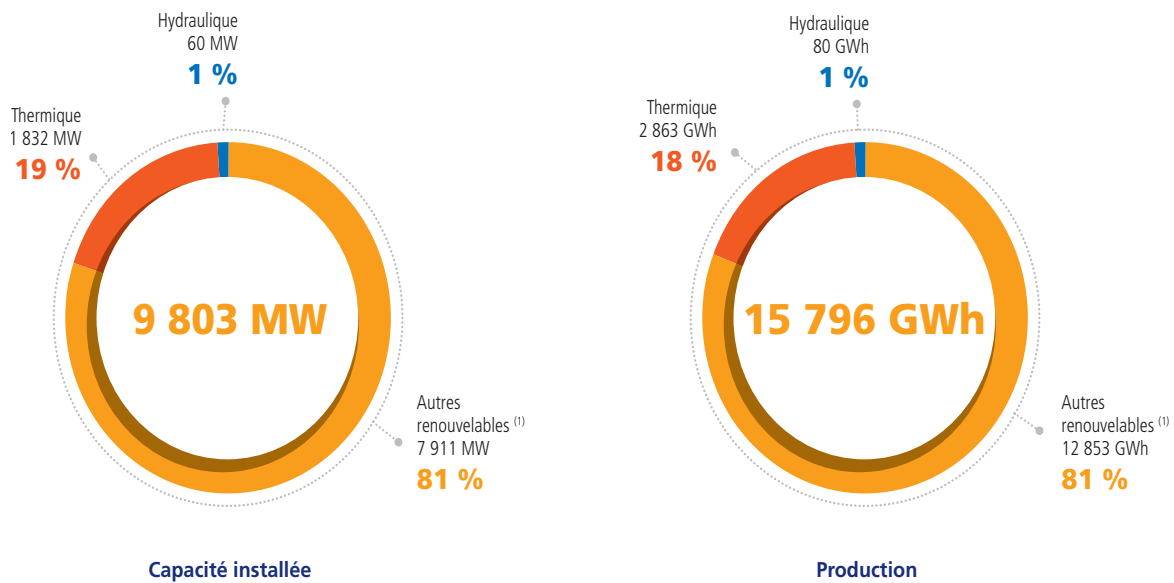
ZEGHA

Off Grid Electric, la société ghanéenne CH Group et EDF ont décidé de créer ZEGHA et démarré la phase pilote en décembre 2017 sur le modèle ivoirien.

Cette phase durera quatre mois pour une mise en développement prévue au 2^e trimestre 2018.

1.4.6 SERVICES ÉNERGÉTIQUES ET AUTRES ACTIVITÉS

→ Capacité installée et production en 2017 du segment « Autres activités »



(1) Incluant la totalité de l'entité EDF Énergies Nouvelles.

1.4.6.1 Services énergétiques

Le groupe EDF est un acteur important des services énergétiques en France. Il agit sur des secteurs aussi différents que l'éclairage urbain, les réseaux de chaleur, la production décentralisée bas carbone à partir des ressources locales (à l'instar de la valorisation des déchets ménagers), le pilotage des consommations ou encore la mobilité électrique.

Le plan stratégique CAP 2030 du Groupe consacre une place importante au développement des services énergétiques. En juin 2017, le Groupe a précisé son ambition en annonçant un objectif de doublement du chiffre d'affaires dans les services d'ici 2025, comprenant un quart de l'activité réalisé à l'international.

Cette ambition s'exprime via la nouvelle marque ombrelle EDF solutions énergétiques, qui s'adresse strictement aux entreprises et collectivités locales. Celle-ci met en avant l'ensemble des filiales s'inscrivant dans cette dynamique et s'appuie sur l'histoire et le savoir-faire de chacune d'entre elles. EDF Solutions énergétiques valorise ainsi l'ensemble des expertises du Groupe présentes sur toute la chaîne énergétique, allant des moyens de production bas carbone à la gestion de l'énergie par des dispositifs de plus en plus connectés, en passant par la maintenance des installations techniques, à l'instar des chaufferies et réseaux thermiques. Sa volonté est d'accompagner ses clients dans la déclinaison de leur transition énergétique et d'affirmer qu'elle veut « inventer avec eux leur avenir énergétique ».

1.4.6.1.1 Dalkia

Filiale à 99,94 % du groupe EDF depuis juillet 2014, Dalkia est un acteur de premier plan sur le marché européen des services énergétiques, disposant d'une gamme complète de services et d'un excellent maillage commercial en France, pour réduire les consommations d'énergie et améliorer la performance des installations.

Activité de Dalkia

L'activité de Dalkia est aujourd'hui au cœur de trois grands défis : la lutte contre le dérèglement climatique et la nécessité de réduire les émissions de gaz à effet de

serre, l'efficacité énergétique comme source d'économies et la transformation des territoires dans un contexte d'urbanisation croissante et de développement industriel induit.

Dalkia met son expertise au service de ses clients pour développer, réaliser et gérer des solutions énergétiques innovantes, plus écologiques et plus économiques, pour une croissance durable des villes et des entreprises.

De la production décentralisée d'énergie à la maîtrise de la demande en passant par l'optimisation de la distribution, Dalkia est présente à chaque étape de la chaîne énergétique pour améliorer la performance des systèmes. Grâce à son expérience acquise depuis 80 ans en matière de gestion des réseaux de chauffage et de froid, d'optimisation des utilités industrielles, d'amélioration de la performance énergétique d'un bâtiment ou de valorisation des énergies alternatives et renouvelables, Dalkia propose à ses clients des solutions sur mesure pour réduire leurs consommations d'énergie et améliorer la performance environnementale et économique de leurs installations.

Ainsi, en 2017, Dalkia (y compris ses filiales) a permis à ses clients d'éviter l'émission de 4,1 millions de tonnes de CO₂ et a réalisé 6,5 TWh d'économies d'énergie.

Dalkia gère 79 000 installations énergétiques sur les trois segments de clients suivant :

Réseaux de chaleur et de froid

Le développement des réseaux a été un moteur de croissance important ces dernières années pour Dalkia, qui a établi un modèle de création de valeur reproductible, reposant sur de nombreux leviers d'optimisation :

- amélioration de l'efficacité des équipes et des organisations, optimisation des performances des opérations à l'occasion de la prise en main des réseaux ;
- reconfiguration des centrales de production et des réseaux : anticipation des besoins futurs du réseau, compte tenu du potentiel de croissance organique et de

la progression de l'efficacité énergétique, intégration des enjeux de mise en conformité réglementaire, réduction des redondances inutiles ;

- modification du mix énergétique pour plus d'efficacité et moins de CO₂, avec l'optimisation des cogénérations et le développement des énergies renouvelables (biomasse, géothermie, valorisation énergétique des déchets, biogaz, etc.) ;
- services additionnels pour mieux valoriser les actifs (par exemple, service de soutien au réseau électrique).

Dalkia est ainsi en France un des leaders pour la gestion de réseaux de chauffage et de climatisation urbains, en exploitant 350 réseaux de chauffage ou de froid urbains et locaux, et en fournissant de la chaleur à 2,3 millions de logements. Déployer ce modèle sur ses cibles géographiques constituera une part importante de sa croissance future.

Utilités industrielles

Dalkia intervient dans le domaine des utilités industrielles sur 2 030 sites industriels. Leurs enjeux sont l'amélioration de la performance environnementale (avec notamment la maîtrise des émissions de CO₂ et la valorisation des énergies de récupération), la compétitivité et la sécurisation des approvisionnements.

La stratégie de Dalkia est de permettre à ses clients industriels de se concentrer sur leur cœur de process, en prenant en charge la production de leurs utilités et la gestion technique de leurs installations, tout en optimisant leurs usages d'énergie et leurs émissions de gaz à effet de serre. Dalkia se différencie par une gamme de services large et cohérente, qui inclut l'optimisation des utilités industrielles (vapeur, électricité, froid, air comprimé), l'ajustement des usages aux besoins et l'identification des sources d'énergie de récupération et des coproduits valorisables, l'optimisation des usages liés aux bâtiments industriels et la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Services énergétiques aux bâtiments

Les services énergétiques aux bâtiments consistent en la gestion des installations énergétiques dans les bâtiments : optimisation de la production locale d'énergie thermique, fourniture d'énergie transformée, exploitation et maintenance des installations techniques. Ils portent également sur l'amélioration de l'exploitation de systèmes existants dans le but d'optimiser leur efficacité et de réduire leurs émissions de CO₂. Dalkia fournit des services énergétiques intégrés pouvant comprendre la conception, la réalisation et l'amélioration des installations, la fourniture d'énergie transformée, la gestion et la maintenance des installations, à des clients privés et publics, industriels et tertiaires.

Principales réalisations de Dalkia en 2017

En ce qui concerne les réseaux de chaleur, Dalkia a conclu des extensions et la création de nouveaux réseaux de chauffage urbains alimentés par des énergies renouvelables et de récupération (comme ceux de Lyon, Charleville-Mézières, Sarreguemines, Béthune, Poitiers, Limoges, etc.). À ce titre, les énergies renouvelables et de récupération représentent désormais près de 37 % du mix énergétique de Dalkia.

S'agissant des services énergétiques aux bâtiments, l'accent est mis sur les contrats de performance énergétique intégrant la rénovation thermique des bâtiments.

Par ailleurs, Dalkia continue à apporter des solutions de performance économique et environnementale aux industriels, à travers par exemple le développement de cogénérations (Toyota, Munksjo, PSA...).

Dalkia a également poursuivi son déploiement et ses actions à l'international en réalisant l'acquisition d'Imtech au Royaume-Uni, à travers la *joint venture* EDF Energy Services détenue à parité avec EDF Energy, et en acquérant 100 % de la société Matex Controls en Pologne.

Principales filiales de Dalkia en France

Optimal Solutions

Optimal Solutions, filiale à 100 % du groupe Dalkia, se positionne comme un spécialiste de la conception et réalisation de solutions d'efficacité énergétique en France, en complémentarité forte avec les régions de Dalkia et ce, au travers de deux activités : performance énergétique des bâtiments pour les collectivités, le tertiaire et l'habitat, et performance énergétique des installations et équipements électriques pour l'industrie et le tertiaire.

Tiru

La société Tiru, filiale à 75 % du groupe Dalkia, est spécialisée dans la valorisation des déchets au service des collectivités et des industriels :

- la valorisation énergétique à travers l'incinération, la méthanisation et les chaufferies de combustibles solides de récupération (CSR) permettant la production d'électricité, de vapeur ou de biogaz ;
- la valorisation matière à travers le compost, le tri, le conditionnement des matières recyclables et la production de CSR.

Tiru conçoit, construit et exploite actuellement des installations localisées en France, en Grande-Bretagne et au Canada.

Cesbron

La société Cesbron, filiale à 100 % du groupe Dalkia, est spécialisée dans la conception, l'installation et la maintenance de solutions de froid pour les clients industriels et tertiaires. Elle propose également des offres en rafraîchissement, traitement de l'air, chauffage réversible et en process de boulangerie et cuisine professionnelle.

Dalkia Biogaz

Le groupe Dalkia Biogaz (anciennement Verdesis), filiale à 100 % du groupe Dalkia, est spécialisé dans la production et la valorisation du biogaz. Il est présent en France et en Belgique, et propose les services suivants : méthanisation industrielle, agricole ou territoriale, traitement du biogaz (séchage et filtration), valorisation du biogaz par cogénération ou épuration et injection de biométhane.

CRAM

Le groupe CRAM est un acteur régional spécialisé principalement dans les services énergétiques au bâtiment. En 2017, Dalkia a fait passer sa participation au capital de CRAM SAS de 85 % à 95 %.

Techsim

La société Techsim, filiale à 100 % du groupe Dalkia, est spécialisée dans les solutions énergétiques pour la production d'air comprimé, d'azote et d'air respirable dans les secteurs de l'industrie et du nucléaire.

Asteriot

La société Asteriot propose des solutions dédiées à la gestion des fluides et l'optimisation de l'énergie dans les bâtiments collectifs (logements, tertiaire, collectivités) en s'appuyant sur la collecte d'informations à partir d'objets connectés. Le groupe Dalkia a pris une participation de 51 % dans la société Asteriot en juin 2017.

Principales filiales de Dalkia à l'international

Matex Controls

La société Matex Controls, basée en Pologne, conçoit, réalise et maintient des installations techniques (ventilation, chauffage, climatisation, protection incendie, etc.) pour les bâtiments commerciaux et les industries. Elle propose également des solutions innovantes pour le pilotage de la performance énergétique des bâtiments, dont le système VEMS© (*Virtual Energy Management System*).

ZEC

ZEC est une société essentiellement spécialisée dans la production et la distribution de chaleur dans la région de Katowice en Pologne (Haute-Silésie). Elle a une expertise reconnue dans la valorisation énergétique du gaz de mine pour alimenter les réseaux de chaleur et les installations de distribution électrique.

Fenice Rus

Spécialiste de l'efficacité énergétique pour les industries, Fenice Rus est l'un des pionniers du secteur des services énergétiques en Russie.

Imtech

Imtech, société acquise par Dalkia en 2017, est spécialisée dans les domaines du génie thermique et électrique, de la maintenance technique d'installations, d'intégration de systèmes d'acquisition et de contrôle de données et ce, au Royaume Uni et en Irlande. Imtech fournit ses services dans les secteurs du bâtiment, de l'industrie, du tertiaire et des collectivités locales.

Groom Energy Solutions

Groom Energy Solutions LLC offre aux entreprises et aux industriels une approche globale de conseil, d'assistance à la maîtrise d'ouvrage et de réalisation de travaux d'efficacité énergétique, avec une couverture nationale aux États-Unis.

1.4.6.1.2 Citelum

Citelum est la filiale dédiée à l'éclairage intelligent et aux services connectés du groupe EDF, et représente l'un des principaux acteurs du domaine en France et dans le monde.

Avec environ 450 salariés en France, Citelum emploie au total près de 2 600 personnes principalement en Europe (France, Italie, Espagne, Danemark) et en Amérique (États-Unis, Mexique, Brésil, Chili), ce qui lui permet de gérer les services de plus de 1 000 villes dans le monde (Mexico, Copenhague, Barcelone, Rome, etc.).

L'évolution technologique des équipements d'éclairage permet aujourd'hui de disposer d'une infrastructure existante connectée, facilitant ainsi la réalisation d'économies d'énergie, le pilotage à distance des installations, l'amélioration de la sécurité ainsi que la mise en valeur du patrimoine. De plus, ces équipements d'éclairage, connectés à d'autres dispositifs (capteurs, caméras, etc.), offrent de nouveaux services à valeur ajoutée dans les domaines de la lutte contre la pollution, la vidéosurveillance du territoire, l'information des usagers ou encore la gestion des mobilités urbaines et du stationnement.

Citelum intervient sur les trois chaînes de valeur suivantes :

- l'augmentation de l'attractivité des clients par l'optimisation de l'éclairage en limitant les dépenses énergétiques ;
- l'amélioration de la sécurité perçue en optimisant l'utilisation des ressources affectées ;
- la fluidification de la mobilité et un stationnement favorisant l'amélioration des recettes des clients.

Citelum marque sa différence par sa capacité à accompagner toutes les phases d'un projet, de la conception et la réalisation des travaux jusqu'à l'exploitation et la maintenance, en intégrant à son offre de services des solutions de financement, l'innovation avec la plateforme numérique de gestion de l'espace urbain Muse® de sa filiale Citegestion et des compétences fortes en ingénierie contractuelle.

En 2017, Citelum a été choisi en groupement avec Bouygues Energies & Services pour réaliser le projet innovant de gestion connectée de l'espace public de Dijon Métropole. Le projet, d'une durée de 12 ans, s'inscrit dans le cadre d'un contrat de conception, réalisation, exploitation et maintenance, commun aux 24 communes de la métropole et prévoit un engagement d'efficacité énergétique de 65 %. Le poste de commande centralisé a été essentiellement conçu à partir de la plateforme de gestion de l'espace urbain MUSE®. Cette plateforme répond ainsi aux ambitions de Dijon Métropole en matière de coordination des événements, de gestion des équipements, de sécurité des habitants et de développement de l'attractivité urbaine.

Aux États-Unis, Citelum a également gagné en 2017 le contrat de rénovation de l'éclairage de la ville d'Albuquerque au Nouveau Mexique, ainsi que la conception d'une plateforme « Ville Intelligente » avec Cisco. Le contrat de 15 ans comprend le remplacement de plus de 20 000 points lumineux en LED, la mise en place d'une infrastructure « IoT » (plateforme Internet connectant les objets les uns aux autres) et le déploiement d'un système de gestion centralisée des travaux et de maintenance. Via la rénovation de l'éclairage de la ville et l'utilisation de la plateforme MUSE®, Citelum permettra à la ville d'atteindre au cours du projet ses objectifs de performance – 58 % d'économies d'énergie et une réduction de 123 000 tonnes d'émissions de CO₂, tout en lui assurant, indicateurs à l'appui, un niveau d'éclairage et de service optimal.

En 2017, Citelum a par ailleurs démarré les travaux concernant ses deux principaux contrats de Mexico (Mexique) et Naples (Italie).

Citelum a déjà implémenté ce type de solutions dans le monde avec des références majeures à Copenhague (Danemark), Syracuse (Italie), Sant Cugat (Espagne) et Sète (France).

1.4.6.1.3 EDF Nouveaux Business

L'innovation est depuis toujours au cœur de la stratégie d'EDF. Pour donner plus d'ampleur à ses actions, le groupe EDF a créé en juin 2017 une nouvelle structure dénommée « EDF Nouveaux Business », considérée comme la pépinière de start-up d'EDF.

EDF Nouveaux Business a pour mission de créer de nouveaux leviers de croissance pour le Groupe, en proposant des offres et services innovants, compétitifs pour ses clients particuliers, entreprises et collectivités. EDF Nouveaux Business a prévu

d'investir 40 millions d'euros dans dix start-up d'ici à 2 ans. Cinq domaines seront privilégiés :

- l'efficacité énergétique, que ce soit du côté des clients particuliers ou professionnels ;
- le confort durable dans l'habitat, la maison intelligente ;
- « l'energy cloud », c'est à dire le pilotage des systèmes énergétiques décentralisés (stockage, gestion de l'intermittence dans la production d'énergie, flexibilité) ;
- la ville durable, les offres aux territoires (véhicule électrique...)
- l'entreprise du futur, l'excellence opérationnelle des clients industriels et tertiaires.

A la fois fonds d'investissement et incubateur, EDF Nouveaux Business est dotée d'une équipe resserrée travaillant en liens étroits avec la R&D d'EDF et avec l'ensemble des dispositifs du Groupe engagés dans l'innovation ouverte et les partenariats avec le monde des start-up (comme par exemple EDF Pulse, Innovation Hub, etc.).

EDF Nouveaux Business s'appuie également sur les idées et le savoir-faire des salariés du Groupe, et pourra leur proposer un accompagnement dédié afin de les aider à développer leur projet dans une logique entrepreneuriale.

Pour parvenir à développer de nouvelles activités et des solutions innovantes dans les nouvelles technologies, EDF Nouveaux Business peut également investir directement dans de jeunes « pousses », ou les mettre en relation avec l'écosystème du Groupe, et notamment avec les fonds dédiés tel qu'Electranova Capital. L'entité peut également créer des co-entreprises avec des start-up capables d'explorer de nouveaux modèles d'activités, et d'aller à la conquête de nouveaux marchés en France ou à l'international.

EDF Nouveaux Business a plusieurs start-up, filiales ou participations du Groupe, dont SecLab, ZnR Batteries, Perfesco, EDF Store & Forecast, Neot Capital.

Par ailleurs, depuis le 1^{er} juin 2017, EDF Nouveaux Business a contribué à la création de nouvelles sociétés telles qu'Agregio, Metroscope, N Green Mobility, NeoT OffGrid Africa ou encore Hoppy.

Metroscope

Metroscope est une nouvelle filiale du groupe EDF créée en décembre 2017 et issue d'un projet d'intraprenariat. Grâce à un système d'intelligence artificielle, celle-ci propose un diagnostic en temps réel qui permet à tout type de client industriel d'augmenter et/ou d'optimiser la performance de ses installations industrielles, en identifiant les aléas, les pannes et les pertes de rendement affectant ses systèmes d'exploitation.

Cela permet à l'opérateur industriel d'optimiser la maintenance de son outil de production et de réaliser des gains sur ses coûts d'exploitation. Cette solution « usine 4.0. » a été retenue par la direction du parc nucléaire d'EDF et est en cours de déploiement sur l'ensemble des 58 unités de production nucléaire en France. Le Groupe a également prévu de commercialiser l'offre de Metroscope à l'externe pour ses clients industriels à l'horizon 2019.

1.4.6.1.4 Les autres filiales de services du groupe EDF

D'autres filiales du groupe EDF complètent l'offre de services énergétiques, sur des domaines spécifiques, auprès des différentes catégories de clients (particuliers, professionnels, entreprises et collectivités territoriales) et couvrent un large périmètre d'activités incluant les études, la réalisation des travaux, la maintenance des équipements, le financement des investissements et l'appui à l'obtention des autorisations et subventions.

Management de l'énergie

Afin d'accompagner les clients dans la maîtrise de leurs consommations d'énergies et de fluides, le groupe EDF propose des solutions de *monitoring* et de pilotage des installations. Les filiales Netseenergy et Edelia s'inscrivent autour de cet axe stratégique.

Netseenergy

Société détenue à 100 % par EDF, Netseenergy propose une gamme de services qui permet aux clients entreprises et collectivités territoriales d'optimiser la performance énergétique de leur patrimoine immobilier. Cette société est un acteur important de la digitalisation du *management* énergétique à travers des offres telles que :

- des audits énergétiques innovants : maîtrise algorithmique autour des données énergétiques et patrimoniales des clients, *data science* et *big data* ;
- le pilotage de la performance énergétique et patrimoniale : collecte automatisée de données, applications mobiles, *management* énergétique personnalisé par un *energy manager*.

Edelia (EDEV Téléservices)

Société détenue à 100 % par EDF, Edelia conçoit, développe et met en œuvre des solutions de suivi et de maîtrise de l'énergie. Depuis plus de 12 ans, Edelia a acquis grâce à la réalisation de nombreux démonstrateurs une expertise sur la valorisation des données de l'habitat, qui donne du sens aux données énergétiques. Edelia produit une gamme de solutions digitales et innovantes (plateforme Internet « IoT » connectant les objets les uns aux autres, hubs « IoT », plateforme de services, applications, sites Internet, bilans, etc.) pour les clients du groupe EDF. Dans un contexte de déploiement de compteurs communicants et de développement de la *smarthome*, ces solutions sont modulaires et personnalisées aux écosystèmes de différents utilisateurs - particuliers ou professionnels. L'exploitation de données issues d'objets connectés vient enrichir les domaines de compétences de la filiale, qui conforte ainsi son savoir-faire logiciel autour du *coaching* énergétique.

Mobilité électrique

Le secteur des transports est aujourd'hui très dépendant des énergies fossiles et un des foyers importants d'émissions de CO₂. Or, l'électricité bas carbone constitue un levier pour développer une mobilité et des transports sur un territoire qui soient respectueux de l'environnement. C'est pourquoi le groupe EDF investit dans ce domaine, notamment au travers de sa filiale Sodetrel.

Les solutions du Groupe comportent :

- une gamme de conseils à destination principale des collectivités territoriales et entreprises pour le positionnement et le dimensionnement des infrastructures de recharge ;
- l'installation d'infrastructures de recharge pour tous les segments de clientèle : particuliers, collectivités et entreprises, parkings et grandes surfaces ;
- la gestion et la supervision à distance des parcs de bornes de recharge.

Le Groupe a également participé à des expérimentations d'auto-partage à Grenoble, Nice et Monaco.

Sodetrel

Société détenue à 100 % par EDF, Sodetrel met en œuvre les projets de mobilité électrique, aussi bien à destination des collectivités territoriales, des syndicats d'énergie que des entreprises. À ce titre, elle propose à ses clients une gamme d'offres complète, allant de la fourniture et l'installation des infrastructures de charge à l'exploitation commerciale des services associés, en passant par les outils de supervision des parcs de bornes et les solutions clés en main d'exploitation technique et de maintenance.

Sodetrel s'engage à produire des solutions de recharge intelligentes et communicantes pour permettre une optimisation des consommations de charge pour l'utilisateur final (entreprises ou particuliers) et pour le réseau énergétique.

Depuis 2015, Sodetrel, dans le cadre d'un consortium⁽¹⁾, déploie un réseau de 200 bornes de charge rapide interopérables sur autoroutes, compatibles avec tous les modèles de véhicules électriques du marché.

Génie électrique : HTMS

L'entreprise HTMS, filiale à 100 % d'EDF, prend en charge l'exploitation et la maintenance des matériels et des postes haute tension (HTA et HTB), la fourniture et le remplacement des disjoncteurs et transformateurs, le dépannage, l'assistance à maîtrise d'ouvrage et la formation. Le cœur de métier est l'optimisation des

opérations de maintenance, dans le but de garantir la sécurité des exploitants, la disponibilité des installations et la pérennité des matériels et équipements.

L'entreprise réalise également des missions d'expertise et de conseil (audits d'organisation de l'exploitation, définition de politiques de maintenance et de renouvellement des matériels) et des missions de suivi de grands projets.

Son activité est organisée autour de trois agences (Lorette, Audruicq et Nantes), auxquelles sont rattachées des antennes opérationnelles (Bordeaux, Lyon et Avignon).

En 2017, HTMS a poursuivi son développement, avec une croissance de 20 % de son chiffre d'affaires par rapport à 2016. La société s'est notamment fortement développée sur les marchés de la maintenance HTA dans l'industrie, en signant un partenariat avec la société portugaise Efacec pour la maintenance lourde et la réparation des transformateurs de puissance.

Chauffage : CHAM

Société détenue à 100 % par EDF, CHAM est un acteur majeur dans le domaine de la maintenance et du remplacement des équipements de chauffage et de production d'eau chaude en France. Elle intervient auprès des clients particuliers, en habitat individuel, en collectif privé et public, et auprès de professionnels.

CHAM réalise plus de 700 000 interventions par an, afin d'améliorer la performance des équipements de ses clients.

Tiers investissement dans l'efficacité énergétique : Perfesco

Perfesco, filiale à 100 % d'EDF, assure une prestation de services d'éco efficacité énergétique comprenant la prise en charge du coût de l'investissement, l'installation, pour accompagner ses clients dans leur transition énergétique. Pour ce faire, cette société identifie des postes de consommation énergivores chez de grands opérateurs économiques, et propose d'installer des équipements plus sobres en se rémunérant par le biais des gains générés.

1.4.6.2 Activités gazières

Le groupe EDF utilise en Europe plus de 25 milliards de mètres cubes de gaz, soit l'équivalent de la moitié de la consommation française. Il a développé sa stratégie gazière pour assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz de ses environ 5 millions de clients, de ses centrales de cogénération et de ses centrales électriques à gaz.

Le Groupe est ainsi présent sur l'ensemble de la chaîne du gaz naturel en France mais aussi en Europe, principalement au travers d'EDF en France et de ses filiales EDF Energy, EDF Luminus et Edison, qui représente, à partir du 1^{er} août 2017, la plateforme gazière du groupe par un contrat de services pour la gestion des actifs et le développement de ses activités amont (voir section 1.4.5.2.1 « stratégie du groupe EDF en Italie »). Il s'appuie également sur EDF Trading pour ses opérations à court terme relatives aux interventions sur les marchés de gros continental et au Royaume-Uni, ainsi que sur Dalkia pour les centrales de cogénération.

Enfin, le Groupe est présent en dehors de l'Europe, et en particulier aux États-Unis, où EDF Energy Services est un fournisseur important de gaz naturel auprès de grands clients industriels et distributeurs.

1.4.6.2.1 Marché final du gaz naturel

En Europe, au 31 décembre 2017, les portefeuilles avals de clients s'établissent ainsi :

- en France (EDF et ES) : environ 1,5 million de clients (des particuliers jusqu'aux grands comptes) pour une consommation d'environ 35,2 TWh en 2017 ;
- en Italie (Edison) : environ 480 000 comptes client, 6,91 milliards de mètres cubes de gaz (environ 73,1 TWh), soit une part de marché de 15 % ;
- au Royaume-Uni (EDF Energy)⁽²⁾ : environ 2,0 millions de comptes client, 27,8 TWh, soit environ 5 % de parts de marché ;
- en Belgique (EDF Luminus) : environ 611 800 comptes client, 13,6 TWh, soit environ 18 % de parts de marché.

(1) Ce consortium rassemble EDF, les constructeurs automobiles Renault, Nissan, BMW, Volkswagen et ParisTech. Le projet de Corri-door est financé pour moitié par la Commission européenne.

(2) Hors Irlande du Nord.

1.4.6.2.2 Projets et actifs gaziers

1.4.6.2.2.1 Sources d'approvisionnement

En Europe, l'approvisionnement en gaz du Groupe est réalisé à la fois sur les marchés gaziers à court et moyen terme et au travers d'un portefeuille diversifié de contrats long terme en provenance du Qatar, de Russie, de mer du Nord et d'Afrique du Nord.

Aux États-Unis, l'essentiel de l'approvisionnement provient des marchés gaziers.

Dans le reste du monde, des contrats spécifiques ont été conclus pour assurer la fourniture des centrales gaz du Groupe.

1.4.6.2.2.2 Infrastructures

Gazoducs

Outre des droits de capacité de transport variés sur le réseau européen, le groupe EDF participe à travers sa filiale Edison à des projets d'infrastructures d'importation de gaz (voir section 1.4.5.2.3.2 « Activités dans le secteur des hydrocarbures »).

Terminaux de regazéification de gaz naturel liquéfié (GNL)

EDF, au travers de sa filiale Dunkerque LNG (détenue à hauteur de 65 % par EDF, 25 % par Fluxys et 10 % par Total), a mis en service depuis le 1^{er} janvier 2017 un nouveau terminal méthanier dans l'enceinte du Grand Port Maritime de Dunkerque. D'une capacité annuelle de regazéification de 13 milliards de mètres cubes par an, le terminal méthanier a débuté ses activités commerciales. Ce terminal, doté d'une capacité de stockage de 600 000 mètres cubes et relié aux réseaux de transport français et belge, a la particularité de ne pas produire de CO₂, les calories nécessaires au réchauffement du gaz naturel liquéfié provenant des eaux tièdes de la centrale nucléaire de Gravelines située à proximité. EDF est également le principal shipper utilisant le terminal.

En Italie, Edison a vendu à Snam Spa en octobre 2017 sa participation de 7,3 % dans Adriatic LNG Terminal, la société opératrice du terminal *offshore* de Rovigo. Edison a toutefois maintenu un droit d'utilisation de 80 % de la capacité de regazéification du terminal, soit 6,4 milliards de mètres cubes par an (voir section 1.4.5.2 « Italie »).

Le Groupe dispose également de capacités de regazéification dans le terminal de Zeebrugge (Belgique).

Stockage

En Allemagne, le groupe EDF détient un stockage de gaz naturel en cavités salines situé à Etzel. Les installations de surface sont exploitées en *joint venture* à 50/50 avec EnBW. EDF dispose d'un volume utile en cavités salines d'environ 190 millions de mètres cubes.

Concernant les activités de stockage du Groupe en Italie et au Royaume-Uni, voir respectivement les sections 1.4.5.2.3.5 « Activités régulées » et 1.4.5.1.2.3 « Production thermique et stockage gaz ».

Le Groupe dispose par ailleurs de droits de stockage aux Pays-Bas, en Belgique et en France.

1.4.6.2.2.3 Exploration et production (E&P)

Le Groupe développe des activités amont dans l'exploration et la production d'hydrocarbures, à travers Edison (voir section 1.4.5.2 « Italie »). Les réserves avérées s'élèvent à 36,5 milliards de mètres cubes de gaz équivalents, ayant permis la production de 2,8 milliards de mètres cubes en 2017.

1.4.6.3 Optimisation et trading : EDF Trading

Interface exclusive du groupe EDF sur les marchés de gros de l'énergie, EDF Trading (EDFT) propose ses services d'optimisation et de gestion des risques à toutes les entités du groupe EDF et à des tiers. La Société intervient en Europe, en Amérique du Nord et en Asie sur les marchés de gros de l'électricité, du gaz naturel, du GNL et GPL, des produits environnementaux, du charbon et du fret (au travers de son partenariat avec JERA Trading). EDF Trading est l'un des plus importants opérateurs sur les marchés de gros de l'énergie en Europe et en Amérique du Nord. À travers sa filiale EDF Energy Services, elle est également l'un des principaux prestataires indépendants auprès des producteurs d'électricité et des fournisseurs d'énergie pour les services de gestion de l'énergie sur les marchés de gros, ainsi que l'un des dix premiers commercialisateurs à destination de grands clients industriels et commerciaux en Amérique du Nord.

Le siège d'EDF Trading se trouve à Londres. La Société emploie environ 820 salariés et est régulée par l'Autorité des marchés financiers du Royaume-Uni, la *Financial Conduct Authority*.

Marché européen de l'électricité

EDF Trading est un acteur prépondérant sur le marché de gros de l'électricité en Europe et fournit une gamme complète de services de gestion des risques aux exploitants des actifs du groupe EDF en Europe ainsi qu'à des tierces parties. L'entreprise dispose d'un rayonnement géographique important et d'un volume d'activité la rendant capable de s'adapter rapidement aux évolutions du marché et de développer de nouvelles activités si nécessaire. En 2017, EDF Trading a travaillé en étroite collaboration avec EDF dans la gestion de ses engagements ARENH et a pris part à la gestion de la flexibilité des actifs hydrauliques et fossiles. La Société a également lancé de nouveaux services d'optimisation, notamment des *swaps* concernant l'hydroélectricité, des services accessoires et une participation sur les nouveaux marchés intrajournaliers et en overnight. EDFT a créé une co-entreprise avec Edison pour le négoce de l'électricité et a également étendu ses services aux grands comptes industriels et commerciaux (C&I) d'EDF.

Marché européen du gaz

EDF Trading est également l'un des principaux acteurs sur le marché de gros du gaz en Europe. La Société optimise sur les marchés de gros les actifs physiques gaziers des entités du groupe EDF, notamment la production, les droits de transmission, les accords de fourniture à long terme ainsi que les capacités de regazéification et de stockage. EDF Trading est donc en mesure de fournir au groupe EDF et aux clients tiers des solutions de gestion d'actifs et d'optimisation complètes sur le marché de gros du gaz en Europe. En 2017, EDFT a géré la commercialisation, l'optimisation et le transport des capacités de stockage d'EDF et a proposé des solutions structurées pour les actifs d'EDF exposés aux marchés illiquides. Elle a par ailleurs lancé des services d'accès au marché du gaz pour Dalkia.

Marchés nord-américains de l'électricité et du gaz

EDF Trading est leader sur les marchés de gros de l'électricité en Amérique du Nord, où elle jouit d'une vaste présence géographique. Il s'agit par ailleurs de l'un des principaux négociants en gaz. EDFT gère un stock de gaz naturel d'environ 4,2 milliards de m³ (150 bcf) et négocie environ 1,4 milliard de m³ de gaz (50 bcf par jour). La Société dispose d'un portefeuille de contrats clients comprenant des produits environnementaux, gaz naturel et électricité à long terme. Elle propose également des accords d'accès, des installations de stockage, des contrats de transport de gaz et la gestion de la congestion. En 2017, EDFT a étendu sa présence au travers de contrats de transport de gaz naturel par le gazoduc Rockies Express et l'ANR Pipeline Company.

Produits environnementaux

EDF Trading est engagée sur le marché des produits environnementaux et, en tant que partie intégrante de l'un des principaux producteurs d'énergie renouvelable, propose une large palette de solutions structurées destinées au groupe EDF et aux clients tiers du monde entier. EDFT intervient sur les marchés du carbone organisés et bilatéraux, notamment les garanties des certificats d'origine en Europe, les certificats d'énergie renouvelable aux États-Unis et les certificats internationaux d'énergie renouvelable dans le reste du monde. Par ailleurs, la Société est un leader et un fournisseur reconnu de produits de gestion des risques sur les dérivés climatiques en Europe. En 2017, EDFT a prolongé son contrat avec EDF Renewable Energy aux États-Unis pour gérer le projet éolien Longhorn au Texas qui comprend 100 éoliennes Vestas V100. EDFT a transacté plus de 20 TWh de garanties d'origine à diverses contreparties européennes en commercialisant les actifs hydrauliques d'EDF pour des périodes de production s'étalant entre 2015 et 2020. EDFT propose également un accès aux marchés pour la nouvelle offre de gaz « vert » destinée aux clients particuliers d'EDF.

Gaz naturel liquéfié (GNL) et gaz de pétrole liquéfié (GPL)

EDF Trading propose une gamme complète de services liés au GNL et au GPL, dont l'approvisionnement, la livraison et l'optimisation de l'exposition aux différents marchés gaziers mondiaux. 2017 a été la première année d'activité commerciale du terminal de Dunkerque LNG, et EDFT a collaboré avec EDF pour commercialiser et optimiser la capacité d'EDF tout en augmentant ses volumes et ses cargos dans le but de construire un portefeuille GNL conséquent. En décembre 2017, EDF Trading a signé un protocole d'accord avec JERA portant sur l'extension du partenariat aux activités d'optimisation du GNL. En ce qui concerne le GPL, EDFT a étendu ses activités de trading aux États-Unis, ce qui lui permettra d'intervenir plus activement sur le marché du GPL en amont.

Commerce de charbon et de fret

En avril 2017, EDF Trading a conclu la vente de son activité de charbon et de fret à JERA. EDFT détient désormais un intérêt financier de 33 % de JERA Trading, l'un des principaux négociants de charbon au monde.

EDF Energy Services

EDF Energy Services est la plateforme client d'EDF Trading en Amérique du Nord et propose des services complets de gestion des risques aux grands comptes industriels et commerciaux, aux producteurs d'électricité et aux fournisseurs d'énergie. Figurant dans le Top 10 des fournisseurs en Amérique du Nord, elle propose tous les produits environnementaux, gaz naturel et électricité à un portefeuille composé de grands comptes industriels et commerciaux. Par ailleurs, elle dispose de contrats de fourniture avec des distributeurs d'électricité au service de clients domestiques et de petites entreprises à travers les États-Unis et le Canada. EDF Energy Services est le

1.4.6.4 Autres participations

1.4.6.4.1 EDF Trading Logistics

Avec un volume d'approvisionnement en fioul d'environ 1 million de tonnes et 2,8 millions de tonnes de charbon livrées en 2017, EDF Trading Logistics assure le rôle d'agent du groupe EDF pour les achats de fioul, et organise les opérations logistiques d'approvisionnement en fioul et en charbon de l'ensemble des centrales thermiques du Groupe en métropole, en Corse et dans les DOM en étroite collaboration avec EDF Trading, et contrôle les terminaux charbonniers des ports du Havre et de Saint-Nazaire.

EDF Trading Logistics apporte par ailleurs son expertise au Groupe pour ce qui concerne la maîtrise des risques liés à l'activité de transport du fioul (matières dangereuses), périmètre qui a fait l'objet d'une certification ISO 14001, et dans la gestion des situations de crise environnementale liées à cette activité.

1.4.6.4.2 Autres

Outre des participations dans des Entreprises Locales de Distribution (SMEG, Enercal, Électricité de Mayotte, EDSB), le groupe EDF détient des filiales et

principal prestataire de services destinés aux centrales électriques indépendantes aux États-Unis, opérant plus de 30 000 MW d'électricité depuis 115 centrales et plusieurs dizaines d'options d'effacement de clients. Certains de ces clients sont des entités européennes ou sont présents en Europe, ce qui permet à EDF de satisfaire leurs besoins dans le monde entier. En 2017, EDF Energy Services a étendu son empreinte commerciale et sa base de clients. Elle est désormais autorisée à opérer tous les marchés de l'électricité déréglementés et sur la plupart des marchés du gaz. Elle a développé une plateforme numérique intégrée permettant à ses clients d'accéder aux informations relatives à leur consommation électrique de manière plus efficace et d'adapter leurs activités en vue de leur croissance future. EDF Energy Services a en outre lancé sa première borne de recharge de véhicules électriques sur le campus de l'Université de Notre Dame dans l'Indiana et a signé deux nouveaux contrats pour gérer des projets de batteries.

participations à vocation industrielle. Ces sociétés contribuent, dans leur domaine d'activités spécifique (production, combustible, ingénierie) aux missions du Groupe, et plus particulièrement à celles de sa production et ingénierie : assurer la performance à court et moyen termes du portefeuille d'actifs de production d'EDF en France.

Ces sociétés sont notamment SAE, spécialisée dans les opérations de transport et de négoce de combustibles pour le compte du groupe EDF, SHEMA, spécialisée dans la production d'hydroélectricité par petites centrales ou encore SOCODEI, filiale à 100 % d'EDF spécialisée dans le traitement et le conditionnement des déchets faiblement et moyennement radioactifs.

En Europe continentale hors France, EDF a lancé une révision stratégique de ses actifs de production d'énergie à partir de combustibles fossiles.

En ce qui concerne l'évolution récente du portefeuille des actifs dédiés, voir section 5.1.6.1.6 « Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA ».

1.5 ENVIRONNEMENT LÉGISLATIF ET RÉGLEMENTAIRE

Les entités du groupe EDF sont soumises à une grande diversité de réglementations dans le cadre de leurs activités. EDF est en particulier assujéti à la législation communautaire applicable aux marchés de l'électricité et du gaz, transposée en droit français, ainsi qu'aux réglementations applicables en matière d'environnement, de nucléaire, d'hygiène et de sécurité.

Les dispositions législatives et réglementaires mentionnées ci-dessous n'ont pas vocation à fournir une description exhaustive de l'ensemble des dispositions législatives et réglementaires applicables au groupe EDF.

1.5.1 EDF ENTREPRISE PUBLIQUE

Au 31 décembre 2017, l'État détenait 83,50 % du capital social et 83,60 % des droits de vote d'EDF et doit, en application de l'article L. 111-67 du Code de l'énergie, demeurer propriétaire d'au moins 70 % de son capital.

En tant qu'entreprise détenue majoritairement par l'État, EDF est soumis aux dispositions de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 relative à la gouvernance et aux opérations sur le capital des sociétés à participation publique et à son décret d'application n° 2014-949 du même jour.

L'Agence des participations de l'État (APE), créée par le décret n° 2004-963 du 9 septembre 2004, exerce la mission de l'État en sa qualité d'actionnaire de la Société et, à ce titre, propose et met en œuvre les décisions et orientations de l'État, en liaison avec les ministères concernés.

Conformément à la législation applicable à toutes les entreprises dont l'État est l'actionnaire majoritaire, EDF peut être soumis à certaines procédures de contrôle par l'État, notamment au travers d'une mission de contrôle économique et financier, en application du décret n° 55-733 du 26 mai 1955 relatif au contrôle économique

et financier de l'État et du décret n° 53-707 du 9 août 1953 relatif au contrôle de l'État sur les entreprises publiques nationales et certains organismes ayant un objet d'ordre économique ou social.

EDF est également soumis aux procédures de contrôle de la Cour des comptes et du Parlement. Ainsi, outre le contrôle exercé par les Commissaires aux comptes, les comptes et la gestion de la Société et, le cas échéant, ceux de ses filiales majoritaires directes relèvent du contrôle de la Cour des comptes, conformément aux articles L. 111-4, L. 133-1 et L. 133-2 du Code des juridictions financières.

En outre, le décret-loi du 30 octobre 1935 permet au ministre chargé de l'économie de soumettre EDF aux vérifications de l'Inspection générale des finances.

Enfin, la cession d'actions EDF par l'État, ou la dilution de la participation de l'État dans le capital d'EDF, est soumise à une procédure particulière en vertu de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 relative à la gouvernance et aux opérations sur le capital des sociétés à participation publique, celle-ci ayant notamment simplifié le régime antérieur qui résultait des lois « de privatisation » n° 86-793 du 2 juillet 1986, n° 86-912 du 6 août 1986 et n° 93-923 du 19 juillet 1993.

1.5.2 SERVICE PUBLIC EN FRANCE

Définition légale du service public en France

Les articles L. 121-1 et suivants du Code de l'énergie définissent les contours du service public de l'électricité (voir section 1.5.3.2 « Législation française : Code de l'énergie » ci-dessous pour une description de cette réglementation).

Missions de service public

Les articles L. 121-1 et suivants du Code de l'énergie précisent que le service public de l'électricité a notamment pour objet de garantir l'approvisionnement en électricité sur l'ensemble du territoire national, dans le respect de l'intérêt général, de développer et d'exploiter les réseaux publics d'électricité et d'assurer la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente et au tarif de première nécessité.

Mission de développement équilibré de l'approvisionnement en électricité

La mission de développement équilibré de l'approvisionnement en électricité, définie à l'article L. 121-3 du Code de l'énergie, a pour objet la réalisation des objectifs définis dans le cadre de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), que la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte a substituée à la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité (PPI). Fixée par décret, la PPE établit les priorités d'action des pouvoirs publics pour la gestion de l'ensemble des formes d'énergie sur le territoire métropolitain continental. Elle doit être compatible avec les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre fixés dans le budget carbone et la stratégie bas carbone, définis par le décret n° 2015-1491 du 18 novembre 2015, en application de la loi précitée du 17 août 2015.

La PPE contient des volets relatifs (i) à la sécurité d'approvisionnement, (ii) à l'amélioration de l'efficacité énergétique et à la baisse de la consommation d'énergie primaire, en particulier fossile, (iii) au développement de l'exploitation des énergies renouvelables et de récupération, (iv) au développement équilibré des réseaux, du stockage, de la transformation des énergies et du pilotage de la demande d'énergie, (v) à la préservation du pouvoir d'achat des consommateurs et de la compétitivité des prix de l'énergie, en particulier pour les entreprises exposées à la concurrence internationale, et (vi) à l'évaluation des besoins de compétences professionnelles dans le domaine de l'énergie et à l'adaptation des formations à ces besoins.

Elle définit les objectifs quantitatifs de la programmation et l'enveloppe maximale indicative des ressources publiques de l'État et de ses établissements publics mobilisés pour les atteindre. Cette enveloppe est fixée en engagements et en réalisations. Elle peut être répartie par objectif et par filière industrielle.

La première PPE doit couvrir une première période de 3 ans (2016-2018), puis une seconde de 5 ans (2018-2023). Les PPE suivantes seront établies sur deux périodes successives de 5 ans.

La première PPE a été fixée par le décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie. En application de la loi, EDF a établi, le 6 avril 2017, un Plan Stratégique d'Entreprise (PSE) présentant les actions que l'entreprise s'engage à mettre en œuvre pour respecter les objectifs de sécurité d'approvisionnement et de diversification de la production d'électricité fixés dans la première période de la PPE. Le PSE a été soumis à l'approbation de la ministre chargée de l'énergie qui, à la suite de l'examen é de sa compatibilité avec la PPE, a demandé à EDF d'élaborer un nouveau plan.

La mission de développement équilibré de l'approvisionnement en électricité consiste également à garantir l'approvisionnement des zones non interconnectées au territoire métropolitain continental (Corse, départements et collectivités territoriales d'outre-mer) et quelques îles bretonnes. La Corse, la Guadeloupe, la Guyane, la Martinique, Mayotte, La Réunion et Saint-Pierre-et-Miquelon font chacun l'objet d'une PPE qui leur est propre. Les autres zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, à l'exception de Saint-Martin et de Saint-Barthélemy, font l'objet d'un volet annexé à la PPE pour la France métropolitaine continentale.

En sa qualité de producteur d'électricité, EDF contribue, avec les autres producteurs, à la réalisation de cette mission.

Le projet de PPE, couvrant la période 2019-2023, fera l'objet d'un débat qui se tiendra au 1^{er} semestre 2018 (décision n° 2017/41/PPE/1 du 6 septembre 2017 relative au projet de révision de la PPE). L'adoption de la PPE et la publication du décret correspondant sont attendues d'ici la fin 2018.

Mission de développement et d'exploitation des réseaux publics de transport et de distribution

La mission de développement et d'exploitation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, définie à l'article L. 121-4 du Code de l'énergie, consiste à assurer :

- la desserte rationnelle du territoire national par les réseaux publics de transport et de distribution, dans le respect de l'environnement, l'interconnexion avec les pays voisins ;
- le raccordement et l'accès, dans des conditions non discriminatoires, aux réseaux publics de transport et de distribution.

Ce sont les gestionnaires de réseaux publics désignés par la loi qui sont en charge de cette mission : RTE pour le transport, Enedis et les Entreprises Locales de Distribution (ELD) pour la distribution, EDF dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental.

Mission de fourniture d'électricité

La mission de service public de fourniture d'électricité, définie à l'article L. 121-5 du Code de l'énergie, consiste à assurer sur l'ensemble du territoire la fourniture d'électricité aux clients qui bénéficient des tarifs réglementés de vente d'électricité.

Cette mission a été confiée, par la loi, à EDF et aux ELD.

Les conditions dans lesquelles les clients peuvent bénéficier des tarifs réglementés de vente d'électricité sont définies aux articles L. 337-7 et suivants du Code de l'énergie.

La mission de fourniture d'électricité consiste également en la mise en œuvre de la tarification spéciale dite « produit de première nécessité » (TPN). Cette mission de service public est assignée à l'ensemble des fournisseurs d'électricité. La loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte prévoit le remplacement progressif du TPN par le « chèque énergie ». Celui-ci constitue un titre spécial de paiement permettant aux ménages connaissant des difficultés financières de couvrir une partie de leurs dépenses de consommation d'énergie (électricité, gaz, fioul...) ou de leurs dépenses visant à améliorer la performance énergétique de leur logement. En application du décret n° 2016-555 du 6 mai 2016 relatif au chèque énergie, le dispositif du chèque énergie est expérimenté depuis le 20 mai 2016 dans les départements de l'Ardèche, de l'Aveyron, des Côtes-d'Armor et du Pas-de-Calais et doit être généralisé à compter du 1^{er} janvier 2018.

La mission de fourniture d'électricité consiste en outre à assurer la fourniture d'électricité de secours aux clients raccordés aux réseaux publics. Les fournisseurs de secours sont désignés par l'autorité administrative à l'issue d'un ou plusieurs appels d'offres. Les textes d'application n'ayant pas encore été adoptés à la date du présent document de référence, cette disposition n'est toujours pas en vigueur.

Cohésion sociale

L'article L. 121-5 du Code de l'énergie prévoit que la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés contribue à la cohésion sociale, notamment au moyen de la péréquation nationale des tarifs ainsi que du droit au tarif.

L'article L. 115-3 du Code de l'action sociale et des familles interdit aux fournisseurs d'électricité de procéder, pour les résidences principales et pendant la période hivernale (du 1^{er} novembre au 31 mars) à l'interruption de la fourniture d'électricité aux personnes ou familles pour non-paiement des factures, y compris par résiliation de contrat. Les fournisseurs d'électricité peuvent, néanmoins, dans certains cas, procéder à une réduction de puissance, sauf à l'égard des clients bénéficiant du TPN ou du « chèque énergie ».

En sa qualité de fournisseur d'électricité, EDF est tenu au maintien de la fourniture d'électricité dans les conditions fixées par cet article et le décret n° 2008-780 du 13 août 2008 relatif à la procédure applicable en cas d'impayés des factures d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau pris pour son application tel que modifié par le décret n° 2014-274 du 27 février 2014.

Le Contrat de service public

Un Contrat de service public a été conclu le 24 octobre 2005 entre l'État et EDF en application de l'article L. 121-46 du Code de l'énergie. Ce contrat, qui décline les engagements pris par EDF et par l'État et précise les modalités de compensation financière des engagements de service, demeure en vigueur dans l'attente de la signature d'un nouveau contrat, conformément à ses propres stipulations.

Engagements d'EDF (hors gestionnaires de réseaux)

Les engagements incombant à EDF en matière de service public concernent :

- l'accès au service public de l'électricité et la fourniture d'électricité aux clients qui font le choix de rester aux tarifs réglementés ;
- la production et la commercialisation. Ces domaines comprennent la mise en œuvre de la politique énergétique et le maintien d'une production électrique sûre et respectueuse de l'environnement ;
- la contribution à la sûreté du système électrique. EDF s'engage à ce titre à conclure différents contrats avec RTE, relatifs notamment à l'optimisation des interventions sur les ouvrages de production et à la disponibilité des moyens nécessaires à l'équilibre du réseau.

Engagements des gestionnaires de réseaux

Au travers du Contrat de service public, les gestionnaires de réseaux Enedis et RTE ont pris des engagements concernant la gestion des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité et la sûreté du système électrique. Le financement de ces engagements est assuré par le Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité (TURPE).

Ces engagements concernent en particulier la sécurisation des réseaux, la qualité d'alimentation, la sécurité des tiers et la préservation de l'environnement, quatre domaines dans lesquels les attentes identifiées des clients et des collectivités locales sont particulièrement fortes.

Des services au plus près des besoins

Le 28 septembre 2010, l'État et EDF, ainsi que huit autres grands opérateurs de service public, ont signé un accord de partenariat « + de services au public » visant à développer l'accès à un ensemble d'offres de services à destination des populations rurales en France (renseignements sur le règlement d'une facture, informations, achat d'un titre de transport, etc.).

Accueil physique, points d'accès à Internet, les moyens mis à disposition des usagers sont multiples dans le cadre de lieux mutualisés tels que les Points information médiation multiservices (PIMMS), les Relais de services publics (RSP) et autres structures telles que les mairies. À l'issue de la phase expérimentale, qui a donné lieu à un déploiement dans vingt-deux départements, en juillet 2013, le Comité interministériel pour la modernisation de l'action publique (CIMAP) a décidé de généraliser cette démarche à l'ensemble du territoire.

1.5.3 LÉGISLATION RELATIVE AU MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

1.5.3.1 Législation européenne

Trois directives européennes, qui fondent l'organisation actuelle du marché de l'électricité en France, ont été successivement adoptées afin d'établir des règles communes concernant la production, le transport, la distribution et la fourniture d'électricité. La directive n° 96/92/CE du 19 décembre 1996 a posé les bases de l'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence.

La directive n° 2003/54/CE du 26 juin 2003 en a repris les grands principes tout en franchissant une étape supplémentaire sur la voie de l'ouverture du marché en élargissant progressivement l'éligibilité à l'ensemble des clients.

La directive n° 2009/72/CE du 13 juillet 2009, dite « Troisième Directive », a été adoptée dans le cadre du troisième « Paquet Énergie ». Ce texte renforce principalement les garanties d'indépendance des gestionnaires des réseaux de transport et accroît les pouvoirs des autorités de régulation nationales. Ces dispositions sont aujourd'hui transposées dans le Code de l'énergie.

Par ailleurs, les règles régissant les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité sont définies aujourd'hui par le règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009, qui constitue l'un des textes du troisième Paquet Énergie. Ce règlement prévoit notamment un

mécanisme de compensation entre les gestionnaires de réseaux de transport pour les coûts générés par l'accueil de flux d'électricité transfrontaliers sur leurs réseaux, cette compensation étant payée par les gestionnaires de réseaux nationaux de transport d'où les flux transfrontaliers sont originaires et où ces flux aboutissent.

Enfin, la directive n° 2005/89/CE « Sécurité d'approvisionnement », adoptée le 18 janvier 2006, a pour objectif de mieux définir les responsabilités des différents acteurs, de veiller au respect de normes minimales d'exploitation, de préserver l'équilibre entre l'offre et la demande et, enfin, d'orienter les investissements vers les réseaux. Les objectifs de cette directive ont été pris en compte dans différents textes législatifs et réglementaires.

Union de l'énergie

L'ensemble de la législation relative à l'électricité fait l'objet d'une proposition de révision par la Commission européenne (CE) dans un paquet législatif dévoilé pour le 30 novembre 2016 et intitulé « *Clean Energy for all Europeans* ». Ce paquet est constitué de 11 textes législatifs et d'un nombre conséquent de communications accompagnant les propositions de la CE. Ces propositions concernent l'organisation du marché de gros et du marché de détail, en accordant une place plus importante aux mesures relatives aux consommateurs. Les propositions législatives sont aussi l'occasion de confirmer ou de proposer les nouvelles cibles européennes pour 2030 en matière d'efficacité énergétique (proposition de 30 %) et d'énergie renouvelable (proposition de 27 %). La sécurité d'approvisionnement fait l'objet d'une nouvelle réglementation, alors que celle concernant l'Agence de coopération des régulateurs (ACER) est révisée. Toutes les dispositions proposées tendent à créer un cadre d'organisation des marchés de l'électricité plus cohérent, au service des politiques énergétiques et climatiques de l'Europe, dans le cadre du projet de l'Union de l'énergie. Un texte concernant la gouvernance complète le dispositif afin de préciser le mode de pilotage de l'atteinte des objectifs par les États membres, qui sera mis en place par la Commission. Le débat parlementaire s'est engagé en début d'année 2017, le Conseil s'est également attelé à la négociation des textes. L'adoption des textes finaux n'est pas attendue avant le premier semestre 2018, voire au deuxième semestre en trilogue (Parlement européen / Conseil / CE). Les textes (nouveaux ou révisés) entreront donc en application sur une période attendue entre 2019 et 2021 selon qu'ils sont d'application immédiate dans les États membres (règlements) ou qu'ils nécessitent une transposition dans les droits nationaux (délai par défaut de 18 mois).

L'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie

Le règlement n° 713/2009/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 institue l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER). L'ACER participe à l'élaboration des codes de réseaux dans le domaine de l'électricité et du gaz et peut prendre des décisions concernant les infrastructures transfrontalières (à ce sujet, voir également section 1.5.6.2.5 « Réglementation applicable à la production d'énergies renouvelables »).

1.5.3.2 Législation française : Code de l'énergie

Les différentes législations relatives au droit de l'énergie⁽¹⁾ ont été codifiées par l'ordonnance n° 2011-504 du 9 mai 2011 au sein d'un Code de l'énergie à l'exception de l'essentiel des dispositions relatives à l'énergie nucléaire, qui ont été codifiées dans le Code de l'environnement en application de l'ordonnance n° 2012-6 du 5 janvier 2012. En outre, le décret n° 2015-1823 du 30 décembre 2015 a procédé à la codification de la partie réglementaire du Code de l'énergie. Une centaine de décrets relatifs au droit de l'énergie a été abrogée en conséquence.

La loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte a modifié de nombreuses dispositions du Code de l'énergie et notamment les objectifs de la politique énergétique, qui portent désormais sur l'émergence d'une économie compétitive et riche en emplois grâce à la mobilisation de toutes les filières industrielles (notamment celles de la croissance verte), la sécurité d'approvisionnement et la réduction de la dépendance aux importations, un prix de l'énergie compétitif et attractif, la préservation de la santé humaine et de l'environnement, la cohésion sociale et territoriale, la lutte contre la précarité énergétique ainsi que la contribution à la mise en place d'une Union européenne de l'énergie.

(1) Loi du 15 juin 1906, loi no 46-628 du 8 avril 1946, loi no 2000-108 du 10 février 2000, loi no 2003-8 du 3 janvier 2003, loi no 2004-803 du 9 août 2004, loi no 2006-1537 du 7 décembre 2006, loi no 2010-1488 du 7 décembre 2010.

Installations de production

Sous réserve d'une autorisation délivrée en application de l'article L. 311-5 du Code de l'énergie au-delà d'un seuil de puissance déterminé par décret, toute personne peut exploiter une installation de production d'électricité. Les compétences des collectivités locales en matière de production sont précisées aux articles L. 2224-32 et L. 2224-33 du Code général des collectivités territoriales et à l'article 88 de la loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement.

Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique (ARENH)

Le dispositif d'Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique (ARENH), prévu aux articles L. 336-1 et suivants du Code de l'énergie, est mis en œuvre depuis le 1^{er} juillet 2011. Sur ce point, voir la section 1.4.3.3 (« Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique (ARENH) »).

Choix du fournisseur d'électricité

Depuis le 1^{er} juillet 2007, tous les clients sans exception sont éligibles, c'est-à-dire qu'ils peuvent librement conclure un contrat d'achat d'électricité avec un producteur ou un fournisseur de leur choix installé sur le territoire de l'Union européenne ou sur le territoire d'un État partie à un accord international avec la France (article L. 331-1 du Code de l'énergie).

Les clients peuvent faire le choix de bénéficier des tarifs réglementés de vente d'électricité dans les conditions prévues par les articles L. 337-7 et suivants du Code de l'énergie. Il résulte de ces dispositions que :

- les consommateurs finals domestiques et non domestiques souscrivant une puissance inférieure ou égale à 36 kVA bénéficient à leur demande des tarifs réglementés de vente ; il en est de même de l'ensemble des clients des zones non interconnectées au territoire métropolitain continental ;
- les consommateurs finals domestiques et non domestiques souscrivant une puissance supérieure à 36 kVA qui n'avaient pas exercé leur éligibilité au 7 décembre 2010 ont pu, jusqu'au 31 décembre 2015, bénéficier des tarifs réglementés de vente. Depuis le 1^{er} janvier 2016, ces consommateurs n'en bénéficient plus. L'article 25 de la loi n° 2014-344 du 17 mars 2014 relative à la consommation a instauré une période transitoire de six mois, pendant laquelle les clients qui n'avaient pas souscrit au 31 décembre 2015 un nouveau contrat auprès du fournisseur de leur choix ont pu, afin de garantir la continuité de leur fourniture d'électricité, continuer à bénéficier d'un contrat avec EDF ⁽¹⁾ pendant une période transitoire maximale de six mois, à l'issue de laquelle la fourniture n'était plus assurée (c'est-à-dire le 30 juin 2016). Durant cette période, les clients pouvaient résilier ce contrat à tout moment sans indemnité. EDF avait l'obligation de rappeler aux clients concernés, par courrier, l'échéance du contrat transitoire trois mois et un mois avant son terme. L'ordonnance n° 2016129 du 10 février 2016 a institué, à compter du 1^{er} juillet 2016, un dispositif assurant la continuité de fourniture en gaz et en électricité : les clients qui, au 30 juin 2016, n'avaient pas souscrit une offre de marché sont réputés avoir accepté les conditions du nouveau contrat proposé par le fournisseur désigné, à l'issue d'une procédure de mise en concurrence, par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) dans sa délibération du 4 mai 2016. La CRE a organisé en novembre 2016 un nouvel appel d'offres pour les lots qui s'étaient avérés infructueux en mai 2016. Cet appel d'offres a été infructueux pour les lots électricité.

L'article L. 111-84 du Code de l'énergie impose la tenue d'une comptabilité interne permettant de distinguer la fourniture aux clients ayant exercé leur éligibilité et la fourniture aux clients aux tarifs réglementés. L'État et la CRE ont un droit d'accès à la comptabilité des entreprises d'électricité.

Accès des tiers aux réseaux

L'article L. 111-91 du Code de l'énergie prévoit que les gestionnaires de réseaux doivent garantir un accès aux réseaux publics de transport et de distribution pour :

- assurer les missions de service public relatives à la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente d'électricité et à la tarification spéciale de première nécessité ;
- assurer l'exécution des contrats d'achat d'électricité ;
- assurer l'exécution des contrats d'exportation d'électricité conclus par un producteur ou par un fournisseur installé sur le territoire national.

Les différends relatifs à l'accès des tiers aux réseaux relèvent du Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS) de la CRE.

(1) Ou leur Entreprise Locale de Distribution.

Les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité (TURPE) visés aux articles L. 341-2 et suivants du Code de l'énergie sont entrés en vigueur le 1^{er} août 2017. Ils ont été fixés, en ce qui concerne le transport (TURPE 5 HTB) par une délibération de la CRE du 17 novembre 2016 et par une délibération du même jour concernant la distribution (TURPE 5 HTA/BT). Par décision du 12 janvier 2017 publiée au JO du 17 janvier, la ministre de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer, conformément à l'article L. 341-3 du Code de l'énergie, a demandé à la CRE d'établir, sur la base de ses orientations en matière de politique énergétique, un nouveau projet de décision relative aux tarifs des réseaux publics de distribution de l'électricité. La ministre souhaitait en particulier une meilleure prise en compte des nouveaux usages liés à la transition énergétique et la pointe mobile locale, ainsi qu'un niveau de rémunération plus élevé permettant au GRD d'assurer ses missions et l'application de la méthode de détermination du tarif conforme au cadre légal introduit par la loi sur la transition énergétique. La CRE a, en conséquence, adopté une nouvelle délibération le 19 janvier 2017 indiquant qu'il n'y avait pas lieu de prendre une nouvelle délibération pour modifier sa délibération du 17 novembre 2016. Par délibération du 26 octobre 2017, la CRE a complété sa délibération du 17 novembre 2016 sur le TURPE 5 distribution d'une décision qui précise les modalités de couverture des charges liées à la gestion de clientèle (« commissionnement fournisseurs »).

Mécanismes de soutien à certaines filières de production

EDF est soumis à des obligations d'achat qui se traduisent par la conclusion de contrats avec les exploitants d'installations. Le dispositif de l'obligation d'achat, créé par la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, se trouve modifié par la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, qui en précise certains contours et crée une nouvelle forme de soutien en la forme d'un complément de rémunération. Le mécanisme de soutien à certaines filières de production résultant de la loi précitée du 17 août 2015 comporte désormais trois dispositifs distincts.

En premier lieu, le régime de l'obligation d'achat issu des articles L. 314-1 et suivants du Code de l'énergie. Ces articles prévoient qu'EDF (au même titre que les ELD chargées de la fourniture dans leur zone de desserte) est tenu de conclure, à la demande des producteurs, des contrats pour l'achat d'électricité produite par des filières technologiques dont les pouvoirs publics souhaitent soutenir le développement, soit parce qu'elles exploitent des sources d'énergies renouvelables, soit parce qu'elles présentent une efficacité énergétique particulière (cogénération). Les installations éligibles sont listées à l'article D. 314-15 du Code de l'énergie.

L'article R. 314-2 du Code de l'énergie prévoit que le producteur bénéficiant de l'obligation d'achat doit céder la totalité de sa production à EDF dans le cadre de contrats conclus sur la base de modèles indicatifs approuvés par le ministre chargé de l'énergie. Les conditions d'achat, et notamment les tarifs d'achat de l'électricité, sont déterminées par arrêté des ministres chargés de l'Énergie et de l'Économie.

En second lieu, le régime du complément de rémunération, institué par la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, est régi par les articles L. 314-18 et suivants du Code de l'énergie. Le complément de rémunération est une prime versée aux producteurs en complément des revenus que ceux-ci tirent de la vente sur le marché de l'électricité qu'ils produisent, ainsi que de la cession de leurs garanties de capacité. À ce titre, EDF est tenu de conclure un contrat de complément de rémunération avec les producteurs éligibles qui en feront la demande et avec certains producteurs bénéficiant actuellement de l'obligation d'achat et qui souhaiteraient bénéficier d'un contrat de complément de rémunération pour la durée restant à courir de leur contrat d'achat initial. Les installations éligibles au complément de rémunération sont listées à l'article D. 314-23 du Code de l'énergie.

Enfin, la procédure d'appel d'offres qui, en application des articles L. 311-10 et suivants du Code de l'énergie, peut être initiée par le ministre chargé de l'énergie lorsque les capacités de production ne répondent pas aux objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie. EDF est ensuite tenue de conclure hors zones de desserte ELD avec le ou les candidats retenus un contrat d'achat d'électricité ou un contrat offrant un complément de rémunération (il s'agit d'un protocole dans l'hypothèse où EDF « producteur » est lui-même retenu à l'issue de l'appel d'offres).

Les charges découlant, pour EDF et les ELD, des contrats conclus au titre de l'obligation d'achat et du complément de rémunération sont compensées par l'État et financées notamment par le compte d'affectation spéciale « Transition

énergétique » créé par la loi de finances rectificative pour 2015. Pour 2016, le CAS était abondé par une fraction du produit de la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE), une fraction du produit de la taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel (TICGN) ainsi qu'une fraction des produits de la taxe intérieure sur les houilles, les lignites et les cokés (TICC) ainsi qu'une fraction de la taxe intérieure sur les produits énergétiques (TICPE). Pour 2017, le CAS n'est plus abondé que par une fraction de la TICC ainsi qu'une fraction de la TICPE. Pour 2018, l'article 50 de la loi n° 2017-1837 du 30 décembre 2017 de finances pour 2018 substituant à ces pourcentages de TICC et de TICPE un montant afin de s'affranchir des aléas de prévisions de rendement de ces taxes ainsi qu'un élargissement des recettes du CAS qui intégrera les revenus tirés de la mise aux enchères des garanties d'origine prévue à l'article L. 314-14-1 du Code de l'énergie.

Mécanisme de compensation des surcoûts de service public

La Compensation des Charges de Service Public de l'Énergie (CSPE)

L'article L. 121-6 du Code de l'énergie pose le principe d'une compensation intégrale par l'État des charges imputables aux missions de service public de production et de fourniture assignées à EDF et aux ELD.

En matière de production d'électricité, les charges définies à l'article L. 121-7 du Code de l'énergie comprennent :

- les surcoûts résultant, d'une part, des contrats d'achat d'électricité conclus par EDF et les ELD à la suite des procédures d'appels d'offres (articles L. 311-10 et suivants du Code de l'énergie) et des contrats d'obligation d'achat passés dans le cadre des articles L. 314-1 et suivants du Code de l'énergie, ainsi que, d'autre part, des contrats de complément de rémunération conclus en application des articles L. 314-18 et suivants du Code de l'énergie ;
- dans les zones non interconnectées au territoire métropolitain continental :
 - les surcoûts de production qui ne sont pas couverts par la part relative à la production dans les tarifs réglementés de vente, les coûts des ouvrages de stockage gérés par le gestionnaire du système électrique, dans la limite des surcoûts de production qu'ils contribuent à éviter,
 - les surcoûts d'achat d'électricité (hors ceux, précités, liés à l'obligation d'achat) qui ne sont pas couverts par la part relative à la production dans les tarifs réglementés de vente, dans la limite des surcoûts de production qu'ils contribuent à éviter,
 - les coûts supportés par les fournisseurs d'électricité au titre d'actions de maîtrise de la demande d'énergie, diminués des recettes éventuellement perçues grâce à ces actions, dans la limite des surcoûts de production qu'ils contribuent à éviter,
 - les coûts d'études supportés par un producteur ou un fournisseur en vue de la réalisation de projets d'approvisionnement électrique identifiés dans le décret relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie ;
- et, depuis la loi de finances rectificatives pour 2016, les coûts directement induits pour EDF et les ELD par la conclusion et la gestion des contrats d'achat, des contrats de complément de rémunération et des contrats passés après appels d'offres, dans la limite des coûts qu'une entreprise moyenne, bien gérée et adéquatement équipée des moyens nécessaires, aurait encourus.

En ce qui concerne la fourniture d'électricité, les charges définies à l'article L. 121-8 du Code de l'énergie comprennent :

- les pertes de recettes et les surcoûts supportés par les fournisseurs du fait de la mise en œuvre de la tarification spéciale « produit de première nécessité » (TPN) ;
- les coûts supportés par les fournisseurs en raison de leur participation au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité (dans la limite d'un pourcentage, fixé par arrêté, de la charge supportée par le fournisseur au titre du TPN pour l'année considérée).

Enfin, conformément aux dispositions de l'article L. 121-8-1 du Code de l'énergie, la CSPE a pour objet de financer les coûts supportés par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité au titre des appels d'offres qu'il peut initier si les capacités d'effacement ne répondent pas aux objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie.

Le dispositif de compensation des charges de service public, régi par les articles L. 121-9 et suivants du Code de l'énergie, a fait l'objet d'une réforme en

vigueur depuis le 1^{er} janvier 2016, dans le cadre de la loi n° 2015-1786 du 29 décembre 2015 de finances rectificative pour 2015, visant à sécuriser le financement des charges de service public de l'énergie.

Le financement des charges de service public de l'électricité (et de gaz) est désormais assuré entièrement comme suit :

- les charges liées à la transition énergétique, qui correspondent aux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables, ainsi qu'au remboursement du déficit de compensation « historique » au 31 décembre 2015 supporté par EDF, sont inscrites en dépenses d'un compte d'affectation spéciale (CAS) « transition énergétique » créé par la loi de finances rectificative pour 2015. La loi n° 2016-1917 du 29 décembre 2016 de finances pour 2017 prévoit que les deux recettes abondant le CAS sont une fraction de la taxe intérieure sur les houilles, les lignites et les cokés (TICC) ainsi qu'une fraction de la taxe intérieure sur les produits énergétiques (TICPE). La loi de finances pour 2018 substitue à ces pourcentages de TICC et de TICPE un montant afin de s'affranchir des aléas de prévisions de rendement de ces taxes ainsi qu'un élargissement des recettes du CAS qui intégrera les revenus tirés de la mise aux enchères des garanties d'origine prévue à l'article L. 314-14-1 du Code de l'énergie ;
- les autres charges de service public - hors charges liées aux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables - (précarité, péréquation tarifaire dans les ZNI, cogénération, budget du médiateur de l'énergie, etc.) sont inscrites directement au budget général ;
- les recettes de la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité, renommée « Contribution au Service Public de l'Électricité » (CSPE) sont reversées directement au budget général. La CSPE sera perçue directement auprès des consommateurs finals d'électricité sous la forme d'un prélèvement additionnel sur le prix de vente de l'électricité ou directement auprès des producteurs qui produisent de l'électricité pour leurs propres besoins.

Le montant de la CSPE a été fixé à 22,50 euros / MWh à compter du 1^{er} janvier 2016. Ce niveau a été maintenu pour 2017 et 2018. Par exception, pour les entreprises électro-intensives et hyper-électro-intensives et les entreprises de transport, des tarifs réduits compris entre 0,5 euros / MWh et 7,5 euros / MWh sont prévus.

Le décret n° 2016-158 du 18 février 2016 précise les modalités de détermination des charges imputables aux missions de service public de l'énergie, la procédure de détermination du montant des charges à compenser par opérateur, ainsi que les opérations de versement des compensations aux opérateurs qui supportent des charges.

La CRE constate, chaque année, le montant des charges imputables au titre de l'année précédente aux missions de service public de l'énergie incombant aux opérateurs, évalue, pour l'année suivante, le montant prévisionnel de ces mêmes charges et met à jour sa prévision de charges pour l'année en cours. Elle distingue dans ce cadre le montant des charges relevant du CAS « transition énergétique » de celles financées directement par le budget général.

La CRE adresse au ministre chargé de l'énergie, chaque année avant le 15 juillet, son évaluation du montant de ces charges.

Le développement massif des installations de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables (principalement éoliennes et photovoltaïques) bénéficiaires de l'obligation d'achat a conduit depuis plusieurs années à un alourdissement significatif des charges à compenser. Or depuis 2007, le montant de la CSPE réellement appliquée aux consommateurs n'a pas permis de couvrir ces charges, conduisant ainsi à la formation d'un déficit de compensation, supporté exclusivement par EDF et pesant sur l'endettement du Groupe. Il devenait ainsi nécessaire de concevoir un nouveau mécanisme qui soit équilibré (pas de formation d'un nouveau déficit structurel) et dont le financement ne repose pas exclusivement sur le seul consommateur d'électricité (l'électricité est de très loin l'énergie la moins carbonée et pourtant une situation fiscale déséquilibrée la pénalise dans la concurrence entre énergies, en contradiction avec les objectifs de la loi de « Transition énergétique » de réduction des émissions de CO₂).

EDF et les pouvoirs publics se sont accordés sur le remboursement de la créance constituée du déficit de compensation au 31 décembre 2015 pour un montant de 5 779,8 millions d'euros. Dans le cadre du nouveau mécanisme en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2016, cette créance devra être soldée d'ici le 31 décembre 2020, selon un échéancier de remboursement progressif fixé par arrêté en date du 13 mai 2016, modifié le 2 décembre 2016.

EDF a cédé, le 22 décembre 2016, une quote-part (26,40 %) de cette créance à un pool d'investisseurs constitué d'un établissement bancaire et d'un Fonds Commun

de Titrisation (FCT) dédié. Le produit de cette cession sans recours s'élève à 1,542 milliard d'euros. La créance cédée comprend une composante hors actifs dédiés. La cession de cette composante conduit à une amélioration de l'Endettement Financier Net (EFN) à hauteur de 645 millions d'euros. Le solde correspond à la partie de la créance affectée aux Actifs Dédiés. Elle sera réinvestie au sein de ces actifs.

Compensation des surcoûts de distribution

Le Fonds de Péréquation de l'Electricité (FPE), dont la gestion comptable est confiée à EDF en vertu de l'article L. 121-29 du Code de l'énergie, a pour objet d'opérer une répartition des charges découlant des missions de service public assignées en matière de gestion des réseaux de distribution d'électricité entre les opérateurs concernés, notamment celles liées aux particularités des réseaux exploités et qui ne seraient pas couvertes par la part relative à l'utilisation de ces réseaux dans les tarifs réglementés et par les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution. Sont également concernées les charges liées à la participation à l'aménagement des zones caractérisées par des handicaps géographiques, économiques ou sociaux au sens de l'article 42 de la loi n° 95-115 du 4 février 1995.

Les garanties de capacité

Les articles L. 335-1 et suivants du Code de l'énergie, issus de la loi NOME, instituent l'obligation pour chaque fournisseur d'électricité de contribuer, en fonction des caractéristiques de consommation de ses clients, en puissance et en énergie, sur le territoire métropolitain continental, à la sécurité d'approvisionnement en électricité. Chaque fournisseur doit ainsi disposer annuellement, sous peine de sanction administrative, d'un montant de garanties de capacité en fonction de la consommation de ses clients en période de pointe. Les fournisseurs acquerront ces garanties de capacité auprès des exploitants de capacités de production ou d'effacement, lesquels devront préalablement faire certifier leurs capacités auprès du gestionnaire de réseau public de transport.

Ce mécanisme a pour objectif de :

- permettre le maintien ou le développement des capacités de production ou d'effacement permettant de garantir le niveau de sécurité d'approvisionnement fixé par les pouvoirs publics ;
- améliorer la rémunération de ces capacités ;
- répartir la charge de cette sécurité d'approvisionnement sur l'ensemble des fournisseurs.

Les « règles du mécanisme de capacité » proposées par RTE ont été approuvées par arrêté ministériel le 22 janvier 2015 après avis de la CRE.

La loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte a adapté le mécanisme de capacité aux petits acteurs en permettant aux ELD de transférer leurs obligations de capacité, non plus seulement à une autre ELD, mais également « à tout autre fournisseur » et en permettant aux fournisseurs d'électricité de transférer leurs obligations de capacité à un consommateur final pour la consommation de ce dernier ou à un gestionnaire de réseau public pour les pertes de ce dernier (article L. 335-5 du Code de l'énergie).

En outre, l'article L. 335-3 du Code de l'énergie instaure la possibilité pour tout exploitant de capacité de transférer à un tiers sa responsabilité relative aux écarts entre capacité effective et capacité certifiée et le paiement des pénalités afférentes à ces écarts.

Le 13 novembre 2015, la Commission européenne a ouvert une enquête approfondie au regard des règles européennes sur les aides d'État portant sur le projet de mécanisme de capacité français.

Le 8 novembre 2016, la Commission européenne a autorisé le projet français de mécanisme de capacité. Au cours de l'enquête, la France a accepté de modifier le mécanisme comme suit : introduction de contrats de long-terme (7 ans) pour les nouvelles capacités, prise en compte des capacités étrangères et mesures visant à empêcher toute manipulation du marché.

Les révisions concernant le renforcement de la transparence et la surveillance du marché ont donné lieu à la publication de l'arrêté du 29 novembre 2016. Cela a permis l'entrée en vigueur du mécanisme au 1^{er} janvier 2017 : la première enchère sur EPEX d'échanges de garanties de capacité a été organisée le 15 décembre 2016 et 22,6 GW de garanties de capacité y ont été échangées à un prix de 10 €/kWh.

Des transactions de gré à gré restent possibles.

La mise en œuvre des engagements concernant la participation des capacités étrangères nécessite une révision du décret de 2012, pris en Conseil d'État après

avis du Conseil supérieur de l'énergie, du Conseil national d'évaluation des normes, de la Commission de régulation de l'énergie et de l'Autorité de la concurrence. Le calendrier présenté par les autorités françaises à la Commission européenne repose donc sur une déclinaison dans le cadre réglementaire en 2018 pour une mise en œuvre effective pour l'année de livraison 2019.

Concernant l'introduction de contrats à long terme, les autorités françaises s'engagent à mettre en œuvre le dispositif pour une sélection des capacités en 2019 associée à une première participation effective des capacités sélectionnées pour l'année de livraison 2023. En outre, elles s'engagent à mettre en œuvre dès 2019 un dispositif transitoire de contrats pluriannuels, permettant de couvrir la période comprise entre 2020 et 2023. À titre d'exemple, cela voudrait dire qu'en 2019, un dispositif « pérenne » pour l'année de livraison 2023 serait lancé mais également un dispositif transitoire pour les années de livraison 2020, 2021 et 2022 (cf. considérant 138 de la décision de la CE du 8 novembre 2016).

Les effacements de consommation d'électricité

La loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte a modifié le régime juridique des effacements et, notamment, les articles L. 271-1 et suivants du Code de l'énergie y afférents.

Ces dispositions modifient le régime juridique antérieur et prévoient notamment :

- la définition de l'effacement comme « l'action visant à baisser temporairement, sur sollicitation ponctuelle envoyée à un ou plusieurs consommateurs finals par un opérateur d'effacement ou un fournisseur d'électricité, le niveau de soutirage effectif d'électricité sur les réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité d'un ou de plusieurs sites de consommation, par rapport à un programme prévisionnel de consommation ou à une consommation estimée » ;
- la possibilité pour les consommateurs de valoriser chacun de leurs effacements, soit auprès de leur fournisseur dans le cadre d'une offre d'effacement indissociable de la fourniture, soit par l'intermédiaire d'opérateurs d'effacement ;
- l'organisation par le Gouvernement d'appels d'offres si les capacités d'effacement ne répondent pas aux objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie (ce mécanisme remplace celui de la prime d'effacement) ;
- enfin, pour les effacements qui conduisent à des économies d'énergie significatives, la loi prévoit que l'autorité administrative peut imposer que le paiement du versement au fournisseur soit réparti entre l'opérateur d'effacement et RTE.

Les modalités d'application de ces dispositions sont précisées par les articles R. 271-1 et suivants du Code de l'énergie, complétées en dernier lieu par le décret n°2017-437 du 29 mars 2017, et par les règles pour la valorisation des effacements de consommation sur les marchés de l'énergie (dites règles « NEBEF 3.0 ») approuvées par la CRE le 7 décembre 2016 applicables pour l'année 2017 et les règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au recouvrement des charges d'ajustement, dans leur version approuvée par une délibération de la CRE du 7 décembre 2016 applicable pour l'année 2017.

L'autoconsommation d'électricité

L'article 119 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte a autorisé le Gouvernement à prendre par ordonnance les mesures nécessaires à un développement maîtrisé et sécurisé des installations destinées à consommer tout ou partie de leur production électrique.

Issus de l'ordonnance n°2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité a été publiée le 28 juillet 2016, ratifiée et complétée par la loi du 24 février 2017, les articles L. 315-1 à L. 315-8 du Code de l'énergie distinguent l'autoconsommation individuelle et collective et en particulier :

- imposent aux gestionnaires de réseaux de faciliter les opérations d'autoconsommation, de mettre en œuvre les dispositifs techniques et contractuels nécessaires, notamment en ce qui concerne le comptage de l'électricité, pour permettre la réalisation dans des conditions transparentes et non discriminatoires des opérations d'autoconsommation ;
- prévoient que la CRE établit des tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité spécifiques pour les consommateurs participants à des opérations d'autoconsommation, lorsque la puissance installée de l'installation de production qui les alimente est inférieure à 100 kilowatts.

Les dispositions du décret n°2017-676 du 28 avril 2017, venant modifier le Code de l'énergie, précisent les conditions d'application de ces dispositions, notamment en ce qui concerne l'autoconsommation collective (pas de mesure servant à la

qualification d'autoconsommation, modalités d'appréciation du seuil de 100 kW prévu par la loi pour l'éligibilité des installations au TURPE « autoconsommation » que doit définir la CRE, principes généraux de répartition de la production entre chaque consommateur participant à une opération d'autoconsommation collective, lien entre la personne morale responsable d'une opération d'autoconsommation collective et les gestionnaires des réseaux publics de distribution, puissance maximale des installations de production pouvant bénéficier de la dérogation à l'obligation d'être rattachée à un périmètre d'équilibre, fixé dans le décret à 3 kW).

À ce stade, les modalités de mise en œuvre des opérations d'autoconsommation ne sont pas encore arrêtées et la CRE a organisé, à l'automne 2017, des ateliers avec les parties prenantes sur l'autoconsommation et lancée trois appels à contribution sur l'autoconsommation : les sujets tarifaires, le cadre contractuel et les mécanismes de soutien.

Les réseaux fermés de distribution

L'article 167 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte a autorisé le Gouvernement à prendre par ordonnance toute mesure relevant de la loi afin d'ajouter au Code de l'énergie un chapitre consacré aux réseaux fermés de distribution pour encadrer une pratique rendue possible par l'article 28 de la directive 2009/72/CE.

Issue de l'ordonnance n° 2016-1725 du 15 décembre 2016 relative aux réseaux fermés de distribution, les articles L. 344-1 et suivants du Code de l'énergie précisent la définition des réseaux fermés de distribution, leur régime juridique, les missions assignées au gestionnaire du réseau fermé de distribution et les sanctions applicables en cas de méconnaissance de ces dispositions.

L'article L. 344-13 du Code de l'énergie prévoit que les modalités d'application de ces dispositions sont définies par décret en Conseil d'État. À ce jour, ce décret n'a pas été pris.

Un projet de loi de ratification de l'ordonnance a été enregistré à la Présidence du Sénat le 15 février 2017.

Les réseaux intérieurs

La loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures conventionnels et non conventionnels et portant diverses dispositions relatives à l'énergie et à l'environnement a été publiée au Journal officiel du 31 décembre.

Elle a notamment pour objet de définir et autoriser la création et l'exploitation des réseaux intérieurs des bâtiments qui constituent une nouvelle catégorie de réseaux en sus des réseaux publics de distribution ou de transport d'électricité et des réseaux fermés de distribution d'électricité.

Il résulte désormais des articles L. 345-1 et suivants du Code de l'énergie qu'un réseau intérieur ne peut être légalement créé que si 4 critères sont respectés : le bâtiment à l'intérieur duquel le réseau sera créé doit i) être unique, ii) appartenir à un propriétaire unique, iii) être à usage principal de bureaux, iv) ne pas contenir de logements.

Un décret doit préciser les modalités d'application de ces dispositions législatives.

La régulation du secteur électrique

La Commission de régulation de l'énergie

La CRE est une autorité administrative indépendante créée par l'article 28 de la loi du 10 février 2000.

Les articles L. 131-1 et suivants du Code de l'énergie donnent une définition générale de la mission de la CRE, chargée de concourir, au bénéfice des consommateurs finals, au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel. À ce titre, elle veille, en particulier, à ce que les conditions d'accès aux réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel n'entravent pas le développement de la concurrence.

La CRE est dotée de pouvoirs importants : de proposition, consultatif et de décision (pouvoir d'approbation et pouvoir réglementaire).

La CRE propose en particulier aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie le montant des charges imputables aux missions de service public assignées aux producteurs d'électricité ainsi que le montant des contributions nettes qui s'y rapportent. Une fois publié le décret précisant les méthodes d'identification et de comptabilisation des coûts pris en compte pour le calcul du prix de l'ARENH, la CRE proposera également le prix de l'ARENH. Par ailleurs, il lui appartient, depuis le 7 décembre 2015, de transmettre aux ministres chargés de l'économie et de

l'énergie ses propositions motivées d'évolutions des tarifs réglementés de vente d'électricité et du tarif de cession (sur lesquelles elle ne rendait jusque-là qu'un avis). La décision est réputée acquise en l'absence d'opposition de l'un des ministres dans un délai de trois mois suivant la réception de ces propositions.

La CRE est dotée d'un pouvoir de décision pour la fixation des Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité (TURPE) : elle transmet sa délibération motivée à l'autorité administrative, qui ne peut demander une nouvelle délibération qu'en cas de non-conformité aux orientations de politique énergétique. Au titre de son pouvoir réglementaire supplétif, la CRE prend également des décisions en matière de raccordement aux réseaux et de définition des règles de calcul et d'ajustement des droits des fournisseurs à l'ARENH.

La CRE est également investie de pouvoirs d'information et d'enquête très larges lui permettant d'obtenir communication de toute information qu'elle jugerait utile dans le cadre de l'exercice de ses missions, ainsi que d'un pouvoir de règlement des litiges et de sanction exercé par le Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS).

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte lui donne, en outre, la faculté de faire contrôler les informations qu'elle recueille dans le cadre de ses missions, aux frais des entreprises contrôlées.

La loi organique n° 2017-54 du 20 janvier 2017 relative aux autorités administratives indépendantes et autorités publiques indépendantes et la loi n° 2017-55 du 20 janvier 2017 portant statut général des autorités administratives indépendantes et des autorités publiques indépendantes ont doté ces autorités, dont la CRE, d'un statut juridique commun. Ces lois fixent principalement les règles relatives au mandat de membres, à la déontologie des membres, au fonctionnement et à l'organisation de ces autorités et au contrôle parlementaire.

Cadre réglementaire

Tarif d'Utilisation du Réseau Public de transport d'Électricité (TURPE Transport)

En application de l'article L. 341-3 du Code de l'énergie, le TURPE transport fait l'objet d'une décision motivée de la CRE.

Un nouveau tarif d'utilisation du réseau public de transport (TURPE 5 HTB) est entré en vigueur au 1^{er} août 2017 pour une période de quatre ans. Ce tarif est fixé par la délibération de la CRE du 17 novembre 2016, publiée au Journal Officiel le 28 janvier 2017. Cette délibération prévoit une augmentation de 6,76 % au 1^{er} août 2017, suivie d'une évolution à l'inflation au 1^{er} août de chaque année (hors effets correctifs du compte de régularisation des charges et des produits).

La rémunération financière des actifs de RTE résulte du produit de la base d'actifs régulés (BAR), estimée au 1^{er} janvier 2017 à 13 598 millions d'euros, par un taux fixe de rémunération. Ce taux de rémunération correspondait à un taux nominal avant impôt de 7,25 % pour la période tarifaire 2013-2016. Pour la période 2017-2021, ce taux est de 6,125 % avant impôt.

Sur ces bases, en 2017, les recettes tarifaires d'accès au réseau ont été d'environ 4 168 millions d'euros pour le réseau de transport d'électricité, les recettes liées aux prestations de 91 millions d'euros et les recettes aux interconnexions de 389 millions d'euros.

Concernant le transport et la distribution de gaz naturel (loi n° 2003-08 du 3 janvier 2003), voir la section 1.5.4.2 « Législation française : Code de l'énergie ».

Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics de distribution d'Électricité (TURPE distribution)

Le chiffre d'affaires d'Enedis est constitué à plus de 90 % des recettes perçues au titre de l'acheminement de l'électricité. Le TURPE, en niveau et en structure, est établi par la CRE de manière transparente et non discriminatoire, afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de réseaux efficaces.

Un nouveau tarif d'utilisation du réseau public de distribution (TURPE 5 HTA/BT), fixé par une délibération de la CRE du 17 novembre 2016, est entré en vigueur au 1^{er} août 2017 pour une période de quatre ans environ. Il prévoit une augmentation en moyenne de 2,71 % au 1^{er} août 2017. Il sera ensuite soumis à une évolution à l'inflation au 1^{er} août de chaque année entre 2018 et 2020 (hors effets correctifs du compte de régularisation des charges et des produits).

Dans le cadre du TURPE 5 HTA/BT, la rémunération financière d'Enedis résulte de la somme de la rémunération sur actifs gérés (BAR rémunérée à 2,6 %) et de la rémunération des capitaux propres régulés (rémunérés à 4,1 %).

Par décision du 12 janvier 2017, publiée au Journal Officiel le 17 janvier 2017, la ministre chargée de l'énergie, qui disposait d'un délai de deux mois, a demandé une nouvelle délibération, estimant que le projet de la CRE ne tenait pas compte des orientations de politique énergétique du pays.

Par une nouvelle délibération du 19 janvier 2017, la CRE a maintenu sa délibération initiale du 17 novembre 2016. Les deux délibérations ont été publiées au Journal Officiel du 28 janvier 2017. Le 2 février 2017, Enedis a déposé devant le Conseil d'État une requête en annulation à l'encontre de ces deux délibérations de la CRE.

Le 3 février 2017, EDF, en sa qualité d'actionnaire d'Enedis, a également déposé devant le Conseil d'État une requête en annulation à l'encontre des mêmes délibérations de la CRE.

Par un arrêté du 9 mars 2018, le Conseil d'Etat a annulé les délibérations TURPE 5, en tant qu'elles n'ont pas fait application pour la détermination du coût du capital investi du "taux sans risque" aux actifs correspondant, d'une part, aux ouvrages ayant donné lieu à des affectations de provisions pour renouvellement constituées lors de la période tarifaire couverte par les tarifs dits "TURPE 2" (pour leur fraction non encore amortie), et d'autre part, aux ouvrages remis par les autorités concédantes au gestionnaire de réseau au cours de cette même période tarifaire (pour cette même fraction). Cette annulation ne prend effet qu'à compter du 1er août 2018. La CRE devra reprendre une délibération TURPE prenant effet à cette date.

La CRE a complété sa délibération du 17 novembre 2016 d'une décision du 26 octobre 2017, publiée au Journal Officiel du 14 décembre 2017, relative à la rémunération à verser par Enedis aux fournisseurs pour la gestion par ces derniers des clients en contrat unique (« commissionnement fournisseurs »). Prenant acte des modifications apportées au Code de l'énergie par la loi n°2017-1839 du 30 décembre 2017 *mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures conventionnels et non conventionnels et portant diverses dispositions relatives à l'énergie et à l'environnement*, notamment en ce qui concerne la compétence de la CRE sur le commissionnement fournisseur, la CRE a, dans une nouvelle délibération du 18 janvier 2018 dont la publication au Journal officiel est intervenue le 25 janvier 2018, repris l'ensemble de sa délibération du 26 octobre dernier.

Régulation Linky

Le projet Linky bénéficie d'une régulation spécifique sur la durée de vie des compteurs (20 ans), avec une base d'actifs régulés dédiée pour les compteurs mis en service entre 2015 et 2021 et le système associé.

La délibération de la CRE du 17 juillet 2014 a par ailleurs fixé un taux de rémunération nominal des actifs avant impôts de 7,25 %, auquel s'ajoute une prime additionnelle de 3 % assortie d'une régulation incitative relative au respect des coûts, des délais ainsi qu'à la performance du système, portant alors la rémunération de la base d'actifs à 10,25 %. Elle peut se traduire également par des malus ne pouvant cependant pas dégrader la rémunération nette en deçà d'un plancher fixé à 5,25 %.

En complément, un différé tarifaire destiné à assurer une neutralité tarifaire de Linky pour le client, conduit à décaler des recettes relatives à la période 2014-2022 vers la période 2023-2030. Ce différé tarifaire, assorti d'une compensation des coûts de portage financier (fixés à 4,6 %), sera ainsi totalement apuré d'ici à 2030. Au 31 décembre 2017, le différé est de +645 millions d'euros (il s'agit d'une créance tarifaire d'Enedis vis-à-vis des utilisateurs du réseau, non reconnue au bilan du Groupe au 31 décembre 2017 en application du référentiel comptable en vigueur à ce jour).

1.5.4 LÉGISLATION RELATIVE AU MARCHÉ DU GAZ

1.5.4.1 Législation européenne

Ce sont les directives n° 98/30/CE du 22 juin 1998 et n° 2003/55/CE du 26 juin 2003 qui ont constitué les principales étapes de l'ouverture du marché du gaz à la concurrence.

De nouvelles règles visant à améliorer le fonctionnement du marché intérieur du gaz naturel ont été définies par la directive n° 2009/73/CE du 13 juillet 2009 et par le règlement (CE) n° 715/2009 du 13 juillet 2009 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel.

En application de ces textes, les codes réseaux relatifs aux mécanismes d'allocation des capacités (CAM) et aux règles d'équilibrage (*balancing*) sont officiellement entrés en vigueur, respectivement les 1^{er} novembre et 1^{er} octobre 2015. Le premier

impose que les capacités aux points d'interconnexion entre réseaux de transport soient commercialisées en groupant la capacité de sortie du premier réseau, avec la capacité d'entrée dans le second réseau et en vendant ces capacités d'interconnexion sous forme d'enchères. Ce premier code a été remplacé par un nouveau code issu du règlement (UE) 2017/459 du 16 mars 2017. Le deuxième a pour objectif d'harmoniser les règles d'équilibrage sur les réseaux de transport.

Ces codes ont été complétés par un code de réseau sur l'harmonisation des structures tarifaires pour le transport du gaz issu du règlement (UE) 2017/460 du 16 mars 2017.

1.5.4.2 Législation française : Code de l'énergie

La directive communautaire n° 2009/73/CE en date du 13 juillet 2009 a été transposée en droit français par l'ordonnance n° 2011-504 du 9 mai 2011 portant codification de la partie législative du Code de l'énergie. Le Code de l'énergie est entré en vigueur le 1^{er} juin 2011.

Accès aux réseaux de gaz naturel

Le Code de l'énergie prévoit que les clients, les fournisseurs et leurs mandataires ont un droit d'accès aux ouvrages de transport et de distribution du gaz naturel ainsi qu'aux installations de GNL dans des conditions et termes définis par contrat avec les opérateurs qui les exploitent.

Les opérateurs qui exploitent les réseaux de gaz naturel doivent s'abstenir de toute discrimination entre les utilisateurs ou les catégories d'utilisateurs.

Clients

Depuis le 1^{er} juillet 2007, tous les clients peuvent librement choisir leur fournisseur.

Il résulte des dispositions de l'article L. 445-4 du Code de l'énergie que les clients domestiques et non domestiques consommant moins de 30 000 kWh par an bénéficient à leur demande et sans condition des tarifs réglementés. Les clients domestiques ayant droit à la tarification spéciale « produit de première nécessité » dans le domaine de l'électricité bénéficient, pour une part de leur consommation, d'un tarif spécial de solidarité applicable à la fourniture de gaz. Cette tarification spéciale sera progressivement remplacée par le dispositif du « chèque énergie » (voir section 3.5.4 « Contribution la lutte contre la précarité énergétique »).

Les clients dont la consommation excède 30 000 kWh par an ne peuvent bénéficier des tarifs réglementés de vente de gaz pour un site qu'à la condition qu'aucune offre de marché n'ait été souscrite sur ce site, en application de l'article L. 445-4 alinéa 2 du Code de l'énergie.

Les consommateurs finals non domestiques consommant plus de 30 000 kWh par an et bénéficiant encore des tarifs réglementés de vente de gaz naturel mentionnés à l'article L. 445-3 du Code de l'énergie ne sont plus éligibles à ces tarifs :

- pour les consommateurs non domestiques raccordés au réseau de transport, depuis le 18 juin 2014 ;
- pour les consommateurs non domestiques dont le niveau de consommation est supérieur à 200 000 kWh par an, depuis le 31 décembre 2014 ;
- pour les consommateurs non domestiques dont le niveau de consommation est supérieur à 30 000 kWh par an, depuis le 31 décembre 2015.

L'article 25 de la loi n° 2014-344 du 17 mars 2014 relative à la consommation a instauré une période transitoire de six mois, pendant laquelle les clients qui n'avaient pas souscrit au 31 décembre 2015 un nouveau contrat auprès du fournisseur de leur choix ont pu, afin de garantir la continuité de leur fourniture d'électricité, continuer à bénéficier d'un contrat avec leur fournisseur historique pendant une période transitoire maximale de six mois, à l'issue de laquelle la fourniture n'était plus assurée (c'est-à-dire le 30 juin 2016). Durant cette période, les clients pouvaient résilier ce contrat à tout moment sans indemnité. Le fournisseur avait l'obligation de rappeler aux clients concernés, par courrier, l'échéance du contrat transitoire trois mois et un mois avant son terme. L'ordonnance n° 2016-129 du 10 février 2016 a institué, à compter du 1^{er} juillet 2016, un dispositif assurant la continuité de fourniture en gaz et en électricité : les clients qui, au 30 juin 2016, n'avaient pas souscrit une offre de marché sont réputés avoir accepté les conditions du nouveau contrat proposé par le fournisseur désigné, à l'issue d'une procédure de mise en concurrence, par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) dans sa délibération du 4 mai 2016. La CRE a organisé en novembre 2016 un nouvel appel d'offres pour les lots qui s'étaient avérés infructueux en mai 2016 et pour les sites consommateurs de gaz qui étaient nouvellement concernés. Cet appel d'offres a permis d'attribuer un lot gaz.

Par une décision du 19 juillet 2017, le Conseil d'État a annulé le décret du 16 mai 2013 relatif aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel au motif que le maintien de tels tarifs est contraire au droit de l'Union européenne. En effet, les TRV gaz ne remplissent pas les conditions posées par la directive 2009/73/CE et, plus particulièrement, ne poursuivent aucun objectif d'intérêt économique général. Cette décision n'a toutefois eu pour effet que d'annuler le décret contesté et non les dispositions réglementaires du Code de l'énergie relatives aux TRV gaz en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2016. En l'état, donc, les TRV gaz demeurent tant que le Premier ministre n'a pas procédé à l'abrogation de ces dispositions.

Fournisseurs

L'article L. 443-4 du Code de l'énergie qualifie de fournisseurs les personnes qui (i) sont installées sur le territoire d'un État membre de la Communauté européenne ou sur le territoire d'un autre État en vertu d'accords internationaux, et (ii) disposent d'une autorisation délivrée par le ministre chargé de l'énergie.

EDF est autorisée à exercer l'activité de fourniture de gaz naturel pour approvisionner les clients non résidentiels n'assurant pas de mission d'intérêt général par un arrêté du ministre délégué à l'Industrie du 14 septembre 2004 ainsi que, depuis un arrêté en date du 9 août 2005, les clients non résidentiels assurant des missions d'intérêt général, les distributeurs et les fournisseurs de gaz naturel et, depuis un arrêté du 15 juin 2007, les clients résidentiels.

EDF ne fournit ses clients qu'en offre de marché. Les tarifs réglementés de vente ne peuvent être proposés que par Engie et les ELD en charge de la fourniture de gaz.

Stockages souterrains et accès des tiers aux stockages de gaz naturel

L'article L. 421-4 du Code de l'énergie oblige tout fournisseur à détenir en France, le 31 octobre de chaque année, directement ou indirectement par l'intermédiaire d'un mandataire, des stocks de gaz naturel suffisants pour remplir, pendant la période comprise entre le 1^{er} novembre et le 31 mars, ses obligations contractuelles d'alimentation directe ou indirecte des clients résidentiels et des autres clients assurant des missions d'intérêt général ou n'ayant pas contractuellement accepté une fourniture de gaz interruptible.

Les articles R. 421-1 à R. 421-2 du Code de l'énergie précisent le régime juridique applicable aux stockages souterrains de gaz naturel.

L'arrêté du 31 juillet 2017 a précisé les modalités de prise en compte des autres instruments de modulation pour l'application de l'obligation de déclaration et de détention de stocks et de capacités de stockage des fournisseurs de gaz naturel.

La loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures conventionnels et non conventionnels et portant diverses dispositions relatives à l'énergie et à l'environnement, publiée au Journal officiel du 30 décembre 2017, modifie les règles d'accès aux infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel nécessaires à la sécurité d'approvisionnement, pour instaurer un cadre d'accès régulé, garantissant la couverture des coûts supportés par les opérateurs de ces infrastructures par le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel. Les fournisseurs pourront souscrire des capacités de stockage *via* un système d'enchères, dont les modalités seront fixées par la CRE. Les obligations de détention de stocks de gaz naturel par les fournisseurs prévues à l'article L. 421-4 du Code de l'énergie sont par conséquent supprimées.

Contrôle et sanctions

Le Code de l'énergie confère au ministre de l'Économie et au ministre chargé de l'énergie ainsi qu'à la CRE un pouvoir de surveillance du marché du gaz. Le ministre chargé de l'énergie peut également infliger une sanction pécuniaire ou prononcer le retrait ou la suspension de l'autorisation de fourniture du gaz naturel. La CRE peut enquêter pour rechercher si des infractions au Code de l'énergie ont été commises (article L. 135-13 du Code de l'énergie).

1.5.5 LES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ

Le régime de la concession

Conformément aux articles L. 121-4 et suivants, L. 322-1 et suivants du Code de l'énergie, ainsi qu'à l'article L. 2224-31 du Code général des collectivités

territoriales, la distribution publique d'électricité est exploitée sous le régime de la concession de service public. En vertu de l'ensemble de cette législation, les autorités concédantes organisent le service public de la distribution électrique dans le cadre de contrats de concession et de cahiers des charges fixant les droits et obligations respectifs du concédant et du concessionnaire. Aujourd'hui, les autorités concédantes sont le plus fréquemment des établissements publics de coopération intercommunale et de plus en plus souvent de ressort départemental.

La séparation des activités de fourniture et de réseaux, imposée par les directives communautaires, a conduit à l'identification d'un service public comportant deux missions distinctes : d'une part, la mission de fourniture aux tarifs réglementés, confiée à EDF et aux ELD dans leurs zones de desserte exclusives et, d'autre part, la mission de développement et d'exploitation des réseaux publics de distribution d'électricité, confiée à Enedis et aux ELD dans leurs zones de desserte, et EDF pour les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental.

L'article L. 334-3 du Code de l'énergie prévoit que la conclusion de nouveaux contrats, d'avenants aux contrats de concession ainsi que les renouvellements de contrats doivent faire l'objet d'une signature tripartite, à la fois par l'autorité concédante, par le gestionnaire du réseau de distribution (pour la partie relative à la gestion du réseau public de distribution) et par EDF (ou l'ELD territorialement compétente) pour la partie fourniture aux tarifs réglementés. Les contrats en cours sont réputés signés conjointement par ces trois entités.

Conformément à l'ordonnance n° 2016-65 du 29 janvier 2016 relative aux contrats de concession et à son décret d'application n° 2016-86 du 1^{er} février 2016, transposant en droit interne la directive communautaire n° 2014/23/UE du 26 février 2014, les contrats de concession pour l'exploitation du réseau public de distribution et la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés sont conclus de gré à gré, c'est-à-dire sans procédure de publicité et de mise en concurrence.

Les droits des autorités concédantes

Les droits des autorités concédantes sont détaillés à la section 1.4.4.2.2. (« Activités de distribution ») du présent document de référence.

1.5.6 RÉGLEMENTATIONS APPLICABLES EN MATIÈRE D'ENVIRONNEMENT, DE NUCLÉAIRE, DE SANTÉ, D'HYGIÈNE ET DE SÉCURITÉ

Les activités d'EDF sont soumises, en France et dans les autres pays où le groupe EDF exerce ses activités, à la réglementation en matière d'environnement, de nucléaire, de santé, d'hygiène et de sécurité. Le respect de ces réglementations, de plus en plus contraignantes et en constante évolution, expose le Groupe à des coûts financiers importants pour assurer la conformité de ses activités.

1.5.6.1 Réglementations générales en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité

Réglementation en matière d'environnement

Participation du public en matière d'environnement

Le cadre général de la participation du public à l'élaboration des décisions réglementaires et individuelles des autorités publiques ayant une incidence sur l'environnement est fixé aux articles L. 120-1 et suivants du Code de l'environnement. Ces dispositions s'appliquent à défaut de dispositions spécifiques prévues par les législations particulières.

Ce cadre juridique a récemment évolué avec l'adoption de l'ordonnance n° 2016-1060 du 3 août 2016 portant réforme des procédures destinées à assurer l'information et la participation du public à l'élaboration de certaines décisions susceptibles d'avoir une incidence sur l'environnement, complétée par un décret n°2017-626 du 25 août 2017. Cette ordonnance, prise en application de la loi n° 2015-990 du 6 août 2015 pour la croissance, l'activité et l'égalité des chances économiques (dite « loi Macron »), (i) introduit un chapitre préalable dans le Code de l'environnement définissant les objectifs de la participation du public et les droits des participants, (ii) renforce la procédure de concertation en amont du processus décisionnel et (iii) modernise les procédures de concertation en aval.

Responsabilité environnementale (LRE)

La loi du 1^{er} août 2008 relative à la responsabilité environnementale (LRE), codifiée aux articles L. 160-1 à L. 165-2 du Code de l'environnement, a pour objet de favoriser la prévention et la réparation des dommages environnementaux d'une certaine gravité affectant les eaux, les sols et la biodiversité. La réparation est uniquement d'ordre écologique et doit permettre un retour des milieux naturels à l'état antérieur ou à un état équivalent.

Gestion équilibrée de la ressource en eau

La directive-cadre sur l'eau du 23 octobre 2000 fonde la politique communautaire dans le domaine de l'eau. Elle définit un cadre pour la gestion et la protection des eaux par grands bassins hydrographiques et fixe des objectifs pour la préservation et la restauration de l'état des eaux, notamment l'atteinte en 2015 du bon état écologique et/ou chimique des eaux.

En France, la directive a notamment été transposée par la loi sur l'eau et les milieux aquatiques du 30 décembre 2006, qui fixe des mesures visant à atteindre les objectifs de la directive. Ces derniers sont déterminés par bassins hydrographiques dans les schémas directeurs d'aménagement et de gestion des eaux (SDAGE). Toutes les activités d'EDF susceptibles d'avoir des incidences sur l'eau et les milieux aquatiques doivent être compatibles avec les objectifs fixés dans les SDAGE.

La loi sur l'eau impose également une conciliation entre les différents usages de l'eau. La nécessaire gestion équilibrée et durable des ressources en eau a donc des incidences sur les titres d'exploitation des ouvrages hydroélectriques, mais également indirectement sur l'ensemble des activités d'EDF ayant une incidence sur les milieux aquatiques.

Protection de la biodiversité

En tant qu'occupant et usager des espaces naturels terrestres et aquatiques, EDF est directement concerné par les enjeux de biodiversité.

Pour protéger et restaurer la biodiversité, le Grenelle de l'environnement a fixé des objectifs ambitieux, au nombre desquels figure la mise en œuvre d'une stratégie nationale de création d'aires protégées terrestres (SCAP) visant à placer sous protection forte, d'ici 2019, 2 % au moins du territoire terrestre métropolitain, ainsi que la création d'une trame verte et bleue, outil d'aménagement du territoire instaurant des couloirs écologiques qui relient des territoires protégés dans le but de permettre les migrations de la flore et de la faune.

Les dispositions relatives à la trame verte et bleue et le contenu de la procédure d'élaboration des schémas régionaux de cohérence écologique (SRCE) qui la mettent en œuvre sont codifiés aux articles L. 371-1 à L. 371-6 et R. 371-16 à R. 371-35 du Code de l'environnement, complétés par les décrets n° 2012-1492 du 27 décembre 2012 et n° 2014-45 du 20 janvier 2014.

La loi n° 2016-1087 du 8 août 2016 pour la reconquête de la biodiversité, de la nature et des paysages renforce la protection de la biodiversité. Parmi ses principales dispositions, la loi biodiversité intègre de nouveaux principes directeurs dans le Code de l'environnement (principe de non-régression du droit de l'environnement, principe de prévention et objectif de « zéro perte nette » de biodiversité). Elle crée de nouvelles institutions pour la protection de la biodiversité, dont l'Agence Française pour la Biodiversité (AFB). Enfin, elle introduit dans le Code civil un nouveau régime de réparation du préjudice écologique.

Autorisation environnementale unique

L'ordonnance n° 2017-80 du 26 janvier 2017 et les décrets n° 2017-81 et n° 2017-82 du 26 janvier 2017 relatifs à l'autorisation environnementale ont été publiés au Journal Officiel le 27 janvier 2017. L'ordonnance n° 2017-80 du 26 janvier 2017 sur l'autorisation environnementale a pour objectif de pérenniser les expérimentations de regroupement des procédures d'autorisation mises en place depuis mars 2014. Elle inscrit de manière définitive dans le Code de l'environnement un dispositif d'autorisation environnementale unique. Le régime d'autorisation unique permet une instruction coordonnée des demandes d'autorisation et la délivrance en un acte unique, pour un même projet, de l'ensemble des décisions relevant de l'État (voir section 1.5.6.2.1 « Réglementation applicable aux installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE) »). La procédure d'autorisation unique est susceptible de s'appliquer aux projets d'EDF.

Lanceurs d'alerte

Le Parlement a adopté définitivement le 8 novembre 2016 le projet de loi relatif à la transparence, à la lutte contre la corruption et à la modernisation de la vie économique, et la proposition de loi organique relative à la compétence du Défenseur des droits pour l'orientation et la protection des lanceurs d'alerte.

La loi n° 2016-1691 du 9 décembre 2016 intègre un dispositif de protection des lanceurs d'alerte, définis comme les personnes physiques qui révèlent ou signalent, de manière désintéressée et de bonne foi, un crime ou un délit, une violation grave et manifeste d'une obligation prévue par la loi ou le règlement, ou une menace ou un préjudice graves pour l'intérêt général. Les dispositions introduites par la loi visent à protéger les lanceurs d'alerte d'éventuelles poursuites pénales ou disciplinaires et prévoient, dans le cadre des entreprises, un dispositif de signalement interne des alertes.

Ce dispositif est complété par les dispositions issues du décret n° 2017-564 du 19 avril 2017 qui prévoit une procédure commune de signalement pour l'ensemble des sociétés d'un même groupe et des garanties concernant la confidentialité de la procédure.

Action de groupe en matière environnementale

La loi n° 2016-1547 du 18 novembre 2016 de modernisation de la justice du XXI^e siècle a créé un droit commun de l'action de groupe, en y intégrant une action de groupe en matière environnementale, inscrite à l'article L. 142-3-1 du Code de l'environnement.

Elle permettra à plusieurs personnes placées dans une situation similaire subissant un dommage d'introduire une action collective devant le juge judiciaire visant à faire cesser un manquement et à faire réparer les « préjudices corporels et matériels résultant du dommage causé à l'environnement ». L'action de groupe environnementale pourra être engagée par l'intermédiaire soit des associations de protection de l'environnement agréées en application de l'article L. 141-1 du Code de l'environnement, soit d'associations, agréées dans des conditions définies par décret en Conseil d'État (décret n° 2017-888 du 6 mai 2017), dont l'objet statutaire comporte la défense des victimes de dommages corporels ou la défense des intérêts économiques de leurs membres.

Obligation de reporting social et environnemental des entreprises (RSE)

Les articles L. 225-102-1 et R. 225-104 du Code de commerce prévoient une communication dans le rapport de gestion d'EDF des informations sur la manière dont le groupe EDF prend en compte les conséquences sociales et environnementales de son activité ainsi que sur ses engagements sociétaux en faveur du développement durable (*reporting* RSE voir chapitre 3).

En application de la directive n° 2014/95/UE du 22 octobre 2014, transposée en droit français par l'ordonnance du 19 juillet 2017 et son décret d'application du 9 août 2017, il est prévu qu'à compter de l'exercice 2018 le *reporting* RSE susvisé soit remplacé par la publication dans le rapport de gestion d'une déclaration de performance extra-financière, portant, le cas échéant, sur l'ensemble des entreprises incluses dans le périmètre de consolidation.

Par ailleurs, la loi du 27 mars 2017 relative au devoir de vigilance des sociétés mères et des entreprises donneuses d'ordre prévoit l'établissement et la mise en œuvre d'un plan de vigilance comportant des mesures de vigilance raisonnables propres à identifier et à prévenir les risques d'atteintes aux droits de l'homme, aux libertés fondamentales, les dommages corporels ou environnementaux graves ainsi que les risques sanitaires résultant de leurs activités, de celles de leurs filiales, sous-traitants et fournisseurs, qu'ils soient situés en France ou à l'étranger (voir section 3.6.1).

PCB et PCT

Le Groupe est soumis à des réglementations relatives aux polychlorobiphényles (PCB) et polychloroterphényles (PCT) dans les différents pays où il exerce ses activités, notamment en Europe.

La directive européenne n° 96/59/CE du 16 septembre 1996 imposait un inventaire des appareils contenant des PCB et PCT à des taux supérieurs à 500 ppm ainsi qu'un plan national de décontamination et d'élimination progressive de ces substances, qui sont notamment contenues dans certains transformateurs électriques et des condensateurs. La décontamination des appareils en contenant devait être effectuée au plus tard le 31 décembre 2010. EDF, qui a fait l'objet d'un plan particulier d'élimination, a atteint cet objectif.

En vertu du décret n° 2013-301 du 10 avril 2013, EDF doit procéder à l'élimination et à la décontamination des appareils pollués à des taux compris entre 50 et 500 ppm, avec la possibilité en tant que détenteur de plus de 150 appareils de bénéficier d'un « plan particulier », approuvé par arrêté du ministre chargé de l'environnement. Ce plan doit prévoir au minimum la décontamination ou l'élimination de la moitié des appareils avant le 1^{er} janvier 2020 et de tous les appareils avant le 31 décembre 2025. Le contenu du dossier de demande de plan particulier a été fixé par un arrêté du 28 octobre 2013. Les plans particuliers d'élimination de RTE et d'Enedis ont été approuvés par deux arrêtés du 14 avril et du 3 juillet 2014.

Le décret du 10 avril 2013 fixe également de nouvelles obligations en matière de caractérisation, d'étiquetage et d'utilisation des appareils dont le volume de fluide contenant des PCB est supérieur à 5 dm³. Les modalités de mise en œuvre de ces obligations ont été précisées par deux arrêtés du 7 janvier et du 14 janvier 2014.

Gaz à effet de serre (GES)

Système d'échange de quotas

Certaines activités du groupe EDF entrent dans le champ d'application de la directive européenne n° 2003/87/CE du 13 octobre 2003 modifiée par la directive n° 2009/29/UE du 23 avril 2009 et établissant un système européen d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre (GES) au titre des mécanismes de projets du protocole de Kyoto (« directive ETS »).

En France, cette directive a été transposée et codifiée aux articles L. 229-5, R. 229-5 et suivants du Code de l'environnement. Le Groupe a une obligation annuelle de restitution de quotas à hauteur des émissions de CO₂ de ses installations. Pour respecter cette obligation, il peut, sous certaines conditions, recourir aux crédits issus des projets éligibles aux mécanismes de projets prévus par les articles 6 et 12 du protocole de Kyoto (mise en œuvre conjointe et mécanisme de développement propre).

En application de la directive ETS, la troisième période du système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre (GES) a débuté le 1^{er} janvier 2013. Les dispositions du Code de l'environnement consacrées à ce dispositif ont été modifiées en conséquence par l'ordonnance n° 2012-827 du 28 juin 2012 (ratifiée par la loi n° 2013-619 du 16 juillet 2013) et par les décrets n° 2012-1343 du 3 décembre 2012 et n° 2014-220 du 25 février 2014. Depuis le 1^{er} janvier 2013, la règle pour le secteur électrique est la mise aux enchères des quotas, selon des modalités définies par le règlement n° 1031/2010/CE du 12 novembre 2010. Depuis cette date, EDF doit acheter l'intégralité de ses quotas.

Afin de soutenir le prix des quotas de GES sur le marché européen, le Parlement européen et le Conseil ont créé, par une décision n° 2015/1814 du 6 octobre 2015, un mécanisme de « réserve de stabilité » qui permet de retirer du marché les quotas excédentaires. Ce mécanisme entrera en vigueur au 1^{er} janvier 2019. Par ailleurs, une réforme structurelle du mécanisme est actuellement en cours au niveau européen pour la période postérieure à 2020.

Bilan des GES

En application des articles L. 229-25 et R. 229-46 et suivants du Code de l'environnement (modifiés respectivement par l'ordonnance n° 2015-1737 et le décret n° 2015-1738 du 24 décembre 2015), les entreprises de plus de 500 salariés doivent réaliser un bilan de leurs émissions de gaz à effet de serre et une synthèse des actions envisagées pour les réduire. L'article R. 229-46, tel que modifié par le décret du 24 décembre 2015 précité, précise que « les groupes définis à l'article L. 2331-1 du Code du travail peuvent établir un bilan des émissions de gaz à effet de serre consolidé pour l'ensemble de leurs entreprises ayant le même code de nomenclature des activités françaises de niveau 2 » et employant plus de 500 personnes. Ce bilan est public et mis à jour tous les quatre ans.

Efficacité énergétique

Directive relative à l'efficacité énergétique

L'Union européenne a adopté le 25 octobre 2012 une directive relative à l'efficacité énergétique (n° 2012/27/UE). Cette directive, dont le délai de transposition expirait le 5 juin 2014, vise à permettre à l'Union européenne d'atteindre d'ici 2020 son objectif de 20 % d'économies d'énergie. Dans ce but, la directive renforce les dispositions de la législation européenne portant sur les services d'efficacité énergétique (n° 2006/32/EC) et la cogénération (n° 2004/8/EC).

La directive du 25 octobre 2012 comporte plusieurs dispositions susceptibles d'impacter les activités du groupe EDF, au premier rang desquelles l'obligation pour les États membres de réaliser chaque année un objectif d'économies d'énergie équivalent à une baisse annuelle des ventes d'énergie de 1,5 % par an cumulée sur la période 2014-2020, celle-ci pouvant prendre la forme d'une obligation de réduction des ventes pesant sur les distributeurs ou les fournisseurs d'énergie. La directive comporte également des dispositions relatives à l'information des clients sur leur consommation, à la promotion des services énergétiques, à la prise en compte de l'efficacité énergétique dans la production de chaleur et de froid ainsi que dans le transport et la distribution de l'énergie.

Audits énergétiques

Les articles L. 233-1 et suivants du Code de l'énergie (issus de la loi n° 2013-619 du 16 juillet 2013 qui a transposé en droit interne l'article 8-4 de la directive) imposent

aux grandes entreprises de réaliser au plus tard le 5 décembre 2015, puis tous les quatre ans, un audit énergétique de leurs activités exercées en France. Les seuils au-delà desquels les entreprises sont concernées, le périmètre de l'audit ainsi que les conditions à remplir par les auditeurs énergétiques sont fixés aux articles R. 233-1 et R. 233-2 et D. 233-3 à D. 233-9 du Code de l'énergie, complétés par l'arrêté du 24 novembre 2014 relatif aux modalités d'application de l'audit énergétique. Les entreprises qui mettent en œuvre un système de *management* de l'énergie certifié conforme à la norme ISO 50001 sont, sous certaines conditions, exemptées de cette obligation. Conformément à la réglementation, EDF a transmis son rapport d'audit à l'administration.

Certificats d'économies d'énergie

Au niveau national, le dispositif des certificats d'économies d'énergie (CEE), prévu aux articles L. 221-1 et suivants du Code de l'énergie, fait peser une obligation d'économies d'énergie sur les fournisseurs d'énergie. Il fixe un objectif triennal d'économies d'énergie qu'il répartit entre les personnes assujetties (dites les « obligés ») en fonction de leurs volumes de ventes. Sous peine de sanctions, les obligés doivent produire à l'issue de la période concernée des CEE correspondant au montant des économies d'énergie qu'ils ont l'obligation de réaliser, obtenus en contrepartie de la réalisation directe ou indirecte d'actions d'économies d'énergie, ou achetés aux autres acteurs économiques obligés ou « éligibles » par le biais d'un registre national des certificats (Registre emmy).

Pour la deuxième période du dispositif, allant du 1^{er} janvier 2011 au 31 décembre 2013, l'objectif total d'économies affiché était de 345 TWhc, contre 54 TWhc pour la première période. Pour assurer la continuité du dispositif, et dans l'attente du démarrage de la troisième période, la deuxième période a été prolongée d'un an, du 1^{er} janvier au 31 décembre 2014, par un décret du 20 décembre 2013.

La troisième période a débuté le 1^{er} janvier 2015 et s'est achevée le 31 décembre 2017. L'objectif d'économies d'énergie de la troisième période était fixé à 700 TWhc (soit 233,4 TWhc/an). Le décret n° 2014-1668 du 29 décembre 2014 (codifié aux articles R 221-1 et suivants du Code de l'énergie) et plusieurs arrêtés d'application publiés en décembre 2014 ont déterminé les conditions et les modalités de délivrance des CEE pour cette période.

La loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte modifie le dispositif des CEE pour la troisième période en ajoutant à l'obligation déjà prévue un dispositif complémentaire relatif aux économies d'énergie réalisées au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique. Le décret n° 2015-1825 du 30 décembre 2015 (codifié aux articles R. 221-1 et suivants du Code de l'énergie) et plusieurs arrêtés ministériels du même jour précisent les modalités de réalisation des obligations d'économies d'énergie spécifiques au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique. Le niveau de cette obligation spécifique à la charge des fournisseurs d'énergie est fixé à 150 TWhc pour les années 2016-2017.

La quatrième période a débuté le 1^{er} janvier 2018 et prendra fin le 31 décembre 2020.

Le décret n° 2017-690 du 2 mai 2017 relatif aux certificats d'économies d'énergie précise les modalités de mise en œuvre des certificats d'économies d'énergie pour la quatrième période. Le texte fixe sur la période 2018-2020 le niveau global des obligations à 1 200 TWhc d'actions classiques et 400 TWhc supplémentaires à réaliser au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique. Il s'agit d'un doublement par rapport à la troisième période.

Sites naturels inscrits et sites classés (enfouissement des lignes)

Le groupe EDF est soumis à la réglementation relative aux sites classés et inscrits fixée aux articles L. 341-1 à L. 341-22 et R. 341-1 à R. 341-31 du Code de l'environnement.

Cette réglementation a pour but d'assurer la préservation des monuments naturels et des sites dont la conservation présente d'un point de vue paysager, artistique, historique, scientifique, légendaire ou pittoresque, un intérêt général. Le classement, réservé aux sites les plus remarquables, correspond à une protection forte, tandis que l'inscription, qui fixe un cadre moins contraignant, est proposée pour les sites moins sensibles.

Le Code de l'environnement impose sur le territoire d'un site classé l'enfouissement des réseaux électriques lors de la création de lignes électriques nouvelles. L'inscription et le classement peuvent également avoir des incidences sur l'exploitation quotidienne des ouvrages (prise en compte de la co-visibilité ; obligation de recueillir l'avis de l'architecte des Bâtiments de France...).

Réglementation en matière de santé, d'hygiène et de sécurité

Amiante

En France, la réglementation impose, notamment, la recherche de matériaux contenant de l'amiante dans les bâtiments et, le cas échéant, des mesures de surveillance ou des travaux de désamiantage. EDF est également soumis à des obligations réglementaires d'information et de protection des travailleurs susceptibles d'être exposés à l'inhalation de poussières d'amiante.

Légionelles

EDF exploite, notamment pour les besoins de ses activités de production d'électricité, des tours aéroréfrigérantes soumises à la réglementation sur les ICPE et aux installations nucléaires de base (INB) dont la décision n°2016-DC-0578 du 6 décembre 2016 de l'Autorité de sûreté nucléaire est consacrée à la prévention des risques résultant de la dispersion de micro-organismes pathogènes (légionelles et amibes). EDF doit notamment réaliser une analyse méthodique des risques de prolifération de légionelles et mettre en place un plan d'entretien préventif de nettoyage et de désinfection. EDF doit par ailleurs procéder à des analyses mensuelles ou bimensuelles en fonction du type d'installation concernée.

Substances à l'état nanoparticulaire

Les articles L. 523-1 et suivants et R. 523-12 et suivants du Code de l'environnement prévoient, à compter du 1^{er} janvier 2013, une obligation de déclaration obligatoire des quantités et des usages des substances nanoparticulaires ou des nanomatériaux produits, distribués ou importés en France, ainsi qu'une mise à disposition du public et des autorités de contrôle des informations relatives à ces substances. Les informations à déclarer ainsi que les modalités de la déclaration ont été précisées par un arrêté du 6 août 2012. EDF est susceptible d'être concerné par ce dispositif en tant qu'utilisateur de substances à l'état nanoparticulaire.

Exposition aux champs électromagnétiques (CEM)

En application de la loi Grenelle 2, le décret n° 2011-1697 du 1^{er} décembre 2011 impose au gestionnaire de réseau public de transport d'électricité de réaliser un contrôle régulier des CEM induits par les lignes électriques de transport d'électricité.

La loi n° 2015-136 du 9 février 2015 relative à la sobriété, à la transparence, à l'information et à la concertation en matière d'exposition aux ondes introduit une obligation d'information à la charge des personnes qui installent des équipements émetteurs de champs électromagnétiques dans les locaux à usage d'habitation. Cette obligation est susceptible de concerner certaines entités du groupe EDF.

Produits chimiques

Le règlement (CE) n° 1907/2006 concernant l'enregistrement, l'évaluation et l'autorisation des substances chimiques, dit règlement « REACH », entré en vigueur le 1^{er} juin 2007, s'applique à EDF en tant qu'utilisateur, mais aussi en tant que fabricant et importateur de produits chimiques. EDF s'est conformé à son obligation d'enregistrer auprès de l'Agence européenne des produits chimiques les substances qu'il fabrique ou importe à plus de 1 000 tonnes par an. En mai 2013, EDF a enregistré la monochloramine fabriquée *in situ* sur certaines centrales nucléaires.

Par ailleurs, le règlement « biocides » n° 528/2012 du 22 mai 2012 prévoit une procédure nouvelle, avec un champ d'application élargi, d'autorisation de mise sur le marché des produits biocides générés *in situ*. Dans ce nouveau contexte, EDF est concerné en tant que fabricant et utilisateur de monochloramine et d'hypochlorite de sodium. Des demandes d'autorisation seront constituées et déposées dans le cadre de cette réglementation biocides.

Santé et environnement

La loi n° 2013-316 du 16 avril 2013 relative à l'indépendance de l'expertise en matière de santé et d'environnement et à la protection des lanceurs d'alerte consacre la reconnaissance d'un droit d'alerte en matière de santé publique et d'environnement au sein des entreprises et fixe les modalités d'exercice de ce droit. Elle institue également un régime de protection à l'égard des lanceurs d'alerte et crée la Commission nationale de la déontologie et des alertes en matière de santé publique et d'environnement (CNDASE). Plusieurs décrets précisent les modalités de mise en œuvre de ce dispositif (décret n° 2014-324 du 11 mars 2014, décrets n° 2014-1629 et n° 2014-1628 du 26 décembre 2014).

1.5.6.2 Réglementations applicables aux installations et activités du groupe EDF

1.5.6.2.1 Réglementation applicable aux installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE)

Installations concernées et principales obligations

Certaines installations exploitées en France par le groupe EDF, notamment les centrales thermiques à flamme, sont soumises à la législation relative aux installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE), codifiée dans le Code de l'environnement. Ces installations sont assujetties, selon la gravité des dangers ou inconvénients qu'elles peuvent présenter pour l'environnement et la santé humaine, à un régime de déclaration préalable, d'autorisation simplifiée (dit « d'enregistrement ») ou d'autorisation.

La réglementation relative aux ICPE impose, lors de la cessation d'activité de l'installation, la remise en état du site, en fonction de l'usage auquel sont destinés les terrains. En application de l'article L. 516-1 du Code de l'environnement, la constitution de garanties financières est également exigée à l'égard de certaines ICPE soumises à autorisation (parmi lesquelles les installations Seveso) et à enregistrement. Les garanties financières, dont l'assiette et le montant varient selon les installations, sont destinées à sécuriser le financement des mesures prises en cas d'accident avant ou après la fermeture, et des opérations de surveillance, de mise en sécurité et de remise en état après fermeture. Elles ne couvrent pas les indemnités dues par l'exploitant aux tiers qui pourraient subir un préjudice en lien avec l'activité exercée.

La liste des ICPE concernées par l'obligation de constituer ces garanties et les modalités de calcul et de constitution des garanties financières sont fixées par des arrêtés du 31 mai (modifié par un arrêté du 12 février 2015) et du 31 juillet 2012. Un arrêté du 5 février 2014 encadre la constitution de garanties par l'intermédiaire d'un fonds de garantie privé. Le groupe EDF exploite des installations concernées par ce dispositif. Le décret n° 2015-1250 du 7 octobre 2015 relève le seuil d'exigibilité des garanties de 75 000 à 100 000 euros (article R. 516-1 du Code de l'environnement). Il prévoit également la constitution de garanties financières additionnelles par consignation à la Caisse des Dépôts, ainsi que la modification des modalités d'appel des garanties, en permettant notamment leur mobilisation dès l'ouverture d'une procédure de liquidation judiciaire.

Dans les conditions prévues par l'ordonnance n° 2017-80 et par les décrets n° 2017-81 et 2017-82 du 26 janvier 2017, la réforme de l'autorisation environnementale est entrée en vigueur le 1^{er} mars 2017. À compter de cette date, pour les projets soumis à autorisation au titre des ICPE ou des installations, ouvrages, travaux et activités (IOTA) soumis à la législation sur l'eau, les deux procédures ont été fusionnées au sein de l'autorisation environnementale. Ce nouveau dispositif intègre, au sein du livre 1^{er} du Code de l'environnement, un nouveau titre VIII intitulé « Procédures administratives » comportant un chapitre unique intitulé « Autorisation environnementale » et composé des articles L. 181-1 à L. 181-31 et R. 181-1 à R. 181-56.

Installations Seveso

Les ICPE dites « Seveso » sont soumises depuis le 1^{er} juin 2015 aux dispositions de la directive n° 2012/18 du 4 juillet 2012 (dite « Seveso 3 »), qui a remplacé la directive n° 96/82/CE (dite « Seveso 2 »). L'entrée en vigueur de la directive Seveso 3 a eu pour effet d'intégrer dans le périmètre de la réglementation Seveso l'utilisation de substances dangereuses (issues du règlement CLP du 16 décembre 2008) qui n'étaient pas couvertes par la directive Seveso 2.

La directive Seveso 3 prévoit, en outre, des dispositions plus strictes concernant l'accès du public aux informations relatives à la sécurité, la participation au processus décisionnel et l'accès à la justice, ainsi que des améliorations relatives à la manière dont les informations sont recueillies, gérées, mises à disposition et partagées. Elle introduit également des normes plus sévères pour les inspections des installations. La loi n° 2013-619 du 16 juillet 2013 a procédé à la transposition en droit français de la partie législative de la directive en créant notamment dans le Code de l'environnement (articles L. 515-15 et suivants) une section propre aux établissements classés Seveso. Ces dispositions, complétées par deux décrets n° 2014-285 et n° 2014-284 du 3 mars 2014 et par un arrêté du 26 mai 2014, sont entrées en vigueur le 1^{er} juin 2015.

Le décret n° 2015-1250 du 7 octobre 2015 a modifié les modalités de constitution des garanties financières applicables aux ICPE « Seveso », en permettant notamment à l'exploitant de plusieurs installations de mutualiser ces garanties. Un arrêté doit venir fixer les modalités de constitutions des garanties financières ainsi que la méthodologie de calcul des garanties mutualisées.

Installations soumises à la directive IED

La directive n° 2010/75/UE du 24 novembre 2010 relative aux émissions industrielles (dite IED) a révisé et refondu en un texte unique plusieurs textes existants, dont les directives IPPC, GIC, Incinération des déchets, COV, etc.

Son chapitre III concerne EDF puisqu'il traite des installations de combustion que l'on trouve notamment dans les centrales thermiques à flamme. Les niveaux d'exigence applicables sont fonction de la puissance thermique nominale des installations de combustion et du combustible utilisé. Cette directive, partiellement transposée en droit national par l'ordonnance n° 2012-7 du 5 janvier 2012 (codifiée aux articles L. 515-28 à L. 515-31 du Code de l'environnement), a pour effet d'élargir le champ d'application de la directive IPPC à de nouvelles activités, de renforcer la portée des meilleures techniques disponibles (MTD) sur lesquelles seront fondées les valeurs limites d'émission fixées, d'entraîner un réexamen périodique des conditions d'exploitation pour tenir compte de l'évolution des MTD et d'imposer, dans certains cas, la réalisation d'un « rapport de base » sur l'état des sols.

Le décret n° 2013-5 du 2 janvier 2013 a procédé à une transposition partielle des dispositions de la directive IED relatives à l'état des sols. Son article premier, codifié à l'article R. 512-4 du Code de l'environnement, précise qu'un état intermédiaire des sols sera désormais exigé en cas de modification substantielle de l'installation et qu'en cas de pollution des mesures devront être proposées par l'exploitant. Un autre décret n° 2013-374 du 2 mai 2013 a complété cette transposition en introduisant dans le Code de l'environnement, aux articles R. 515-58 à R. 515-84, des dispositions dédiées aux installations relevant de la directive IED. Ces dispositions s'appliquent aux centrales thermiques à flamme dans les conditions fixées notamment par l'arrêté du 26 août 2013 relatif aux installations de combustion d'une puissance supérieure ou égale à 20 MW. Enfin, un décret n° 2017-849 du 9 mai 2017 modifiant les dispositions réglementaires du Code de l'environnement relatives aux installations mentionnées à l'annexe I de la directive 2010/75/UE du Parlement européen et du Conseil du 24 novembre 2010 relative aux émissions industrielles est venu simplifier les démarches administratives (notamment quant au contenu du dossier de réexamen) et rendre la mise en œuvre de la directive IED plus opérationnelle.

1.5.6.2.2 Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base

EDF est soumis en France notamment à la loi n° 2006-686 du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire (« loi TSN »), codifiée dans le Code de l'environnement, à ses textes d'application et notamment le décret n° 2007-1557 du 2 novembre 2007 modifié en dernier lieu par le décret n° 2016-846 du 28 juin 2016 relatif à la modification, à l'arrêt définitif et au démantèlement des installations nucléaires de base ainsi qu'à la sous-traitance et à l'arrêté du 7 février 2012 modifié fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base (« arrêté INB »). Ces textes fixent le régime juridique applicable aux installations nucléaires de base (INB). La loi a été modifiée par une ordonnance n° 2016-128 du 10 février 2016 portant diverses dispositions en matière nucléaire qui vient notamment transposer les directives 2014/87/Euratom du Conseil du 8 juillet 2014 modifiant les directives 2009/71/Euratom établissant un cadre communautaire pour la sûreté nucléaire des installations nucléaires et 2011/70 du 19 juillet 2011 établissant un cadre communautaire pour la gestion responsable et sûre du combustible usé et des déchets radioactifs. Elle porte également sur les pouvoirs de sanction de l'ASN.

La loi TSN a créé l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN), une autorité administrative indépendante, le ministre chargé de la sûreté nucléaire conservant une compétence pour la délivrance des principales autorisations et l'élaboration de la réglementation générale.

La création d'une INB est autorisée, après débat public et enquête publique, par un décret, pris après avis de l'ASN et sur rapport du ministre chargé de la sûreté nucléaire. Le décret d'autorisation mentionne l'identité de l'exploitant, la nature de l'installation, sa capacité maximale et son périmètre. La demande d'autorisation de création d'une INB comprend notamment un rapport préliminaire de sûreté (RPS), une étude d'impact de l'installation sur l'environnement et la santé, un plan de démantèlement et une étude de maîtrise des risques (EMR). Le décret d'autorisation de création fixe le délai dans lequel l'installation devra être mise en service et la périodicité des réexamens périodiques si elle n'est pas égale à 10 ans et, enfin,

impose les éléments essentiels permettant de garantir la sécurité, la santé et la salubrité publiques, ainsi que la protection de la nature et de l'environnement. L'autorisation de mise en service est délivrée par l'ASN, après une consultation du public. À ce titre, l'exploitant transmet la mise à jour du référentiel de sûreté ainsi qu'un plan d'urgence interne (PUI) qui précise les mesures d'organisation et les moyens nécessaires mis en œuvre par l'exploitant en cas de situation d'urgence. Le réexamen périodique permet d'apprécier la situation de l'installation au regard des règles qui lui sont applicables et d'actualiser l'appréciation des risques que l'installation présente pour les intérêts cités précédemment.

Les conditions des prélèvements d'eau, de rejets d'effluents liquides et gazeux, radioactifs ou non, ainsi que les limites associées, sont fixées, en application du décret d'autorisation de création, par décisions de l'ASN, qui sont soumises à homologation ministérielle en ce qui concerne les décisions fixant les limites de rejets de l'installation dans l'environnement.

D'autres prescriptions sont également délivrées par l'ASN en application du décret d'autorisation de création, notamment pour prévenir ou limiter les effets des accidents ou des incidents, définir les moyens individuels et collectifs de protection des populations, limiter les nuisances sonores et gérer les déchets produits par l'installation et entreposés dans celle-ci.

Les règles de sûreté nucléaire et le contrôle des installations nucléaires de base

Les installations nucléaires exploitées par EDF sont soumises à la réglementation générale relative aux installations nucléaires de base issue du Code de l'environnement. La priorité doit être accordée à la protection des intérêts mentionnés par la loi (sécurité, santé et salubrité publiques et protection de la nature et de l'environnement) par la prévention des accidents et la limitation de leurs conséquences au regard de la sûreté nucléaire, comme précisé par l'arrêté INB. La sûreté nucléaire se définit, en effet, comme l'ensemble des dispositions techniques et des mesures d'organisation relatives à la conception, à la construction, au fonctionnement, à l'arrêt et au démantèlement des INB ainsi qu'au transport des substances radioactives, prises en vue de prévenir les accidents ou d'en limiter les effets.

L'ASN peut prendre des décisions réglementaires à caractère technique pour compléter les modalités d'application des décrets et arrêtés pris en matière de sûreté nucléaire ou de radioprotection, à l'exception de ceux ayant trait à la médecine du travail. Ces décisions sont soumises à l'homologation des ministres concernés. Depuis la parution de l'arrêté INB précité, sur la trentaine de décisions annoncées ou en cours d'élaboration, plus d'une vingtaine de décisions ont déjà été publiées et homologuées ; d'autres sont en cours d'élaboration.

Les dispositions du Code de l'environnement portant sur les INB mettent également en place des mécanismes d'information des autorités. À ce titre, tout incident ou accident, survenu du fait du fonctionnement d'une INB qui est de nature à porter une atteinte significative à la santé de la population ou à l'environnement, doit être déclaré sans délai par l'exploitant à l'ASN et à l'autorité administrative. De plus, les outils en faveur de l'information du public ont été renforcés, avec par exemple la constitution d'un Haut Comité pour la Transparence et l'Information sur la Sécurité Nucléaire (HCTISN) ou la possibilité offerte à toute personne de demander directement à l'exploitant des informations sur les risques liés à l'exposition aux rayonnements ionisants et sur les mesures de sûreté et de radioprotection prises pour prévenir ou réduire ces risques ou exposition.

En outre, sont instituées des sanctions pénales en cas d'inobservation par un exploitant d'INB de ses obligations légales et réglementaires, telles que par exemple trois ans d'emprisonnement et 150 000 euros d'amende en cas d'exploitation d'une INB sans autorisation, ou un an d'emprisonnement et 30 000 euros d'amende en cas de transport de substances radioactives sans autorisation ou agrément.

À noter par ailleurs qu'en juillet 2014, le Conseil des ministres de l'Union européenne a adopté la directive 2014/87/Euratom du 8 juillet 2014 modifiant la directive 2009/71/Euratom établissant un cadre communautaire pour la sûreté nucléaire des installations nucléaires (voir la section 1.5.6.2.2 « Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base »).

Le dispositif légal exposé ci-dessus en matière de sûreté nucléaire et de contrôle a été complété par certaines dispositions de la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte et de l'ordonnance n° 2016-128 du 10 février 2016 portant diverses dispositions en matière nucléaire.

En particulier, le rôle des commissions locales d'information (CLI) a été renforcé : auto-saisine sur tout sujet relevant de ses missions, consultation en cas de modification du plan particulier d'intervention, visite d'INB à la demande du

1.

Président de la CLI en cas d'événement supérieur ou égal à 1 sur l'échelle INES, etc. Par ailleurs, le pouvoir de sanction administrative de l'ASN a été renforcé avec notamment la création, au sein de l'ASN, d'une Commission des sanctions composée de conseillers d'État et de conseillers à la Cour de cassation, qui pourra prononcer des amendes administratives, pouvant aller jusqu'à 10 millions d'euros.

Le démantèlement des installations nucléaires

Le démantèlement d'une INB est prescrit par décret du Premier ministre, pris après enquête publique et après avis de l'ASN. Ce décret précise les étapes du démantèlement, sa durée ainsi que l'état final visé. Une fois le démantèlement achevé, l'exploitant adresse à l'ASN une demande de déclassement qui permet, après décision de l'ASN soumise à homologation, de sortir l'installation du régime des INB. La loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, en particulier sa disposition codifiée à l'article L. 593-25 du Code de l'environnement, a élevé au rang législatif le principe mis en œuvre depuis le début des années 2000 par EDF selon lequel le démantèlement doit intervenir dans un délai « *aussi court que possible* » après la mise à l'arrêt définitif et ce, dans des conditions économiquement acceptables et dans le respect des principes énoncés à l'article L. 1333-2 du Code de la santé publique et au II de l'article L. 110-1 du Code de l'environnement. Par ailleurs, la loi précitée introduit une étape administrative supplémentaire consistant pour l'exploitant à devoir, au moins deux ans avant la date d'arrêt prévue, effectuer une déclaration d'arrêt de son installation.

Le décret n° 2016-846 du 28 juin 2016 relatif à la modification, à l'arrêt définitif et au démantèlement des installations nucléaires de base ainsi qu'à la sous-traitance est venu modifier le décret du 2 novembre 2007, dit « décret Procédures », pour mettre en œuvre des dispositions issues de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, en particulier sur le contenu des dossiers de déclaration d'arrêt et de demande de démantèlement.

Les déchets radioactifs

Les activités d'EDF sont soumises à la réglementation française relative à la gestion durable des déchets radioactifs. EDF assume la responsabilité des déchets radioactifs résultant de ses activités. En France, la gestion des déchets radioactifs est assurée par l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (ANDRA), établissement public à caractère industriel et commercial créé par la loi n° 91-1381 du 30 décembre 1991 relative aux recherches sur la gestion des déchets radioactifs.

Le mode de gestion des déchets radioactifs en France dépend de leur degré de radioactivité et de leur période d'activité radiologique (voir section 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »). La loi du 28 juin 2006, codifiée aux articles L. 542-1 et suivants du Code de l'environnement, précise l'organisation et le financement de la gestion des déchets radioactifs, de même que les modalités d'encadrement de l'évaluation et de la couverture des charges de déconstruction des INB et de gestion des combustibles usés et des déchets radioactifs, codifiées aux articles L. 594-1 et suivants du Code de l'environnement. En particulier, les actifs affectés à la couverture des provisions ne peuvent être utilisés pour un autre objet par l'exploitant, et doivent faire l'objet d'un enregistrement comptable distinct. La mise en œuvre de ces dispositions est contrôlée par l'autorité administrative, c'est-à-dire le ministre chargé de l'énergie, elle-même soumise à une Commission Nationale d'Évaluation du financement des charges de déconstruction des INB et de gestion des combustibles usés et des déchets radioactifs.

Le décret n° 2007-243 du 23 février 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires précise les conditions et les modalités d'application des dispositions de la loi de juin 2006.

Un rapport est transmis tous les trois ans à l'autorité administrative et à l'ASN avec copie aux Commissaires aux comptes, qui décrit notamment l'évaluation des charges, les méthodes appliquées pour le calcul des provisions et la composition des actifs. L'autorité administrative peut demander tout justificatif complémentaire, faire réaliser par un organisme extérieur une étude, requérir une expertise de la valeur des actifs à la charge de l'exploitant.

La directive n° 2011/70/Euratom, transposée par l'ordonnance n° 2016-128 du 10 février 2016 portant diverses dispositions en matière nucléaire, constitue un socle de règles fondamentales en matière de gestion des déchets radioactifs et du combustible usé pour un certain nombre d'États membres de l'Union européenne et clarifie plusieurs notions. Ce texte présente notamment le stockage géologique profond comme l'option la plus sûre et la plus durable pour la gestion des déchets de Haute Activité à Vie longue et envisage la possibilité de créer des sites de stockage partagés entre plusieurs États, sur la base du volontariat.

Le financement des activités de déconstruction et de gestion des déchets radioactifs

La loi du 28 juin 2006, codifiée aux articles L. 542-1 et suivants du Code de l'environnement, précise l'organisation et le financement de la gestion des déchets radioactifs, de même que les modalités d'encadrement de l'évaluation et de la couverture des charges de déconstruction des INB et de gestion des combustibles usés et des déchets radioactifs, codifiées aux articles L. 594-1 et suivants. En particulier, les actifs affectés à la couverture des provisions ne peuvent être utilisés pour un autre objet par l'exploitant, et doivent faire l'objet d'un enregistrement comptable distinct. La mise en œuvre de ces dispositions est contrôlée par l'autorité administrative, c'est-à-dire le ministre chargé de l'énergie, elle-même soumise à une Commission Nationale d'Évaluation du financement des charges de déconstruction des INB et de gestion des combustibles usés et des déchets radioactifs.

Le décret n° 2007-243 du 23 février 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires précise les conditions et les modalités d'application des dispositions de la loi de juin 2006.

Un rapport est transmis tous les trois ans à l'autorité administrative et à l'ASN avec copie aux Commissaires aux comptes, qui décrit notamment l'évaluation des charges, les méthodes appliquées pour le calcul des provisions et la composition des actifs. L'autorité administrative peut demander tout justificatif complémentaire, faire réaliser par un organisme extérieur une étude, requérir une expertise de la valeur des actifs à la charge de l'exploitant.

La réglementation en matière de radioprotection

En France, les activités nucléaires comportant un risque d'exposition des personnes aux rayonnements ionisants sont soumises à deux régimes distincts selon la catégorie de personnes à protéger. La réglementation sur la protection générale de la population contre ces rayonnements, régie par le Code de la santé publique, réside principalement dans la soumission de toute activité nucléaire à un régime de déclaration, d'enregistrement ou d'autorisation, étant précisé que les autorisations délivrées lors de la création des INB tiennent lieu d'autorisation au titre du Code de la santé publique. L'article R. 1333-8 du Code de la santé publique fixe la dose limite d'exposition du public à 1 mSv par an.

La réglementation sur la protection des travailleurs contre les dangers des rayonnements ionisants, régie par le Code du travail, impose diverses obligations à l'employeur des salariés susceptibles d'être exposés et, en particulier, fixe une limite d'exposition des travailleurs aux rayonnements ionisants à 20 mSv sur douze mois consécutifs.

Les dispositions relatives au contrôle des sources radioactives scellées de haute activité et des sources orphelines sont fixées dans le Code de la santé publique.

La directive n° 2013/59/Euratom du 5 décembre 2013, qui fixe les nouvelles « normes de base », abroge la directive n° 96/29 du 13 mai 1996. Cette directive devra être transposée avant le 6 février 2018. L'ordonnance n° 2016-128 du 10 février 2016 précitée procède à cette transposition. L'entrée en vigueur de ces dispositions est conditionnée à la publication de décrets réformant le Code de la santé publique et le Code du travail.

La responsabilité civile des exploitants d'installations nucléaires

Plusieurs conventions internationales régissent la responsabilité civile des exploitants d'installations nucléaires, notamment la convention de Paris du 29 juillet 1960 sur la responsabilité civile dans le domaine de l'énergie nucléaire et la convention de Bruxelles du 31 janvier 1963, complémentaire à la convention de Paris. Ces deux conventions sont applicables dans les pays signataires qui les ont ratifiées, dont la France et le Royaume-Uni (voir également section 2.5.6 « Assurance spécifique aux activités d'exploitant d'installations nucléaires »).

La convention de Paris instaure un régime dérogatoire de responsabilité qui présente des caractéristiques spécifiques. La responsabilité pour les dommages nucléaires aux personnes et aux biens est objective (même en l'absence de faute) et limitée en montant et en durée, et canalisée sur l'exploitant nucléaire exclusivement.

En France, le montant de responsabilité de l'exploitant était limité à 91,5 millions d'euros par accident nucléaire dans une installation et à 22,9 millions d'euros par accident nucléaire en cours de transport. Ces montants ont été augmentés respectivement à 700 millions d'euros et 70 millions d'euros le 18 février 2016 lors de l'entrée en vigueur de l'article 130 de la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte mentionnée ci-dessous.

Au-delà du montant maximal de responsabilité à la charge de l'exploitant, il revient à l'État sur le territoire duquel est survenu le sinistre d'indemniser les victimes

jusqu'à un plafond de 201,4 millions d'euros (dans la mesure où cet État est partie à la convention de Bruxelles) ; au-delà de ce montant, les États membres adhérents à la convention de Bruxelles (y compris la France) contribuent collectivement à une indemnisation jusqu'à un plafond de 345,3 millions d'euros.

La convention prévoit également une obligation d'assurance ou de garantie financière de l'exploitant à concurrence des montants de responsabilité fixés, en vue de garantir la disponibilité des fonds. Le ministre chargé de l'économie contrôle le respect par les exploitants français de cette obligation. EDF est en conformité avec les exigences actuelles de couverture (voir section 2.5 « Assurances »).

Des protocoles portant modification des Conventions de Paris et de Bruxelles ont été signés le 12 février 2004 mais ne sont toujours pas en vigueur. Ils requièrent la disponibilité de montants d'indemnisation nettement plus importants que les conventions d'origine, afin de prendre en compte un plus grand nombre de victimes et de types de dommages indemnifiables. La responsabilité de l'exploitant sera ainsi égale à 700 millions d'euros par accident nucléaire dans une installation et à 70 millions d'euros par accident nucléaire en cours de transport. L'État où se trouve l'installation nucléaire de l'exploitant responsable du dommage interviendra au-delà des 700 millions d'euros à la charge de l'exploitant et jusqu'à 1 200 millions d'euros (dans la mesure où cet État est partie à la convention de Bruxelles). Au-delà de ce montant, les États parties à la convention de Bruxelles interviendront jusqu'à un plafond de 1 500 millions d'euros. En outre, pour les dommages corporels exclusivement, le délai imparti pour introduire des actions en réparation passera de dix ans à trente ans à compter de la date de l'accident. Une autre importante modification est l'introduction d'une définition détaillée de la notion de « dommage nucléaire » prenant en compte les dommages immatériels, le coût des mesures de sauvegarde, le coût des mesures de restauration d'un environnement dégradé et certains autres préjudices résultant de la dégradation de l'environnement. Ces nouvelles dispositions ne seront toutefois applicables qu'à compter de la date d'entrée en vigueur du protocole portant modification de la convention de Paris, c'est-à-dire lorsqu'au moins deux tiers des seize États parties l'auront ratifié. La France a adopté une loi de ratification des deux protocoles (loi n° 2006-786 du 5 juillet 2006), mais n'a pas encore déposé les instruments de ratification correspondants.

Par ailleurs, le 30 avril 2014, la France a déposé son instrument de ratification du protocole commun relatif à l'application de la convention de Vienne et de la convention de Paris, qui est ainsi entré en vigueur pour la France le 30 juillet 2014. Ce protocole commun établit une passerelle entre la convention de Paris, qui couvre les pays d'Europe de l'Ouest, et la convention de Vienne du 21 mai 1963 relative à la responsabilité civile en matière de dommages nucléaires, qui couvre (entre autres) les pays d'Europe de l'Est. Il permet aux parties à l'une de ces deux conventions (Paris ou Vienne) qui adhèrent au protocole de bénéficier de la couverture assurée par l'autre convention.

Protection des installations abritant des matières nucléaires

La réglementation sur la protection et le contrôle des matières nucléaires régit par l'article L. 1333-1 du Code de la défense a pour objet de détecter et prévenir la perte, le vol ou le détournement des matières nucléaires détenues dans des installations, ou en cours de transport, ou tout acte visant à les altérer, les détériorer ou les disperser.

Cette réglementation a été entièrement refondue par le décret no 2009-1120 du 17 septembre 2009 relatif à la protection et au contrôle des matières nucléaires, de leurs installations et de leur transport, codifié dans le Code de la défense. Ce décret a eu pour principal objet d'étendre la protection des matières nucléaires aux installations les abritant. Plusieurs arrêtés publiés en 2011 précisent les obligations des opérateurs.

Pour les CNPE, l'arrêté du 10 juin 2011, relatif à la protection physique des installations abritant des matières nucléaires dont la détention relève d'une autorisation, est basé sur la défense en profondeur des cibles, à savoir les matières nucléaires, les équipements ou les fonctions dont la défaillance ou l'endommagement engendrés par un acte de malveillance sont susceptibles d'entraîner des conséquences radiologiques. Ainsi, l'opérateur doit mettre en place plusieurs lignes de protection matérialisées par six zones (zones à accès contrôlé, zone vitale, zone interne...). Modifié par un arrêté du 15 septembre 2015, il permet désormais la mise en place de dispositifs de protection dangereux si l'évaluation des modalités de l'étude de sécurité prévue à l'article R. 1333-4 du Code de la défense révèle que les moyens mis en œuvre pour répondre aux objectifs de sécurité apparaissent insuffisants.

L'arrêté du 9 juin 2011 développe le système de suivi physique des matières nucléaires ainsi que les conditions de la comptabilité pour les matières nucléaires et les obligations qui pèsent sur l'opérateur. Ainsi, l'opérateur s'assure notamment que le suivi physique et la comptabilité sont protégés contre les actions de malveillance identifiées lors de la délivrance de l'autorisation.

La loi n° 2015-588 du 2 juin 2015 relative au renforcement de la protection des installations civiles abritant des matières nucléaires, codifiée dans le Code de la défense, crée un dispositif pénal spécifique au délit d'intrusion dans ces installations. Pour la mise en œuvre de ce dispositif, le décret n° 2015-1255 du 8 octobre 2015 crée des zones nucléaires à accès réglementé (ZNAR) qui doivent être délimitées au sein de chaque installation. L'intrusion dans les ZNAR constitue un délit pénal puni d'un an d'emprisonnement et de 15 000 euros d'amende, avec une échelle de peine plus sévère en cas de circonstances aggravantes (trois ans de prison et 45 000 euros d'amende notamment lorsque l'infraction est commise en réunion et sept ans de prison et 100 000 euros d'amende notamment lorsqu'elle est commise avec l'usage ou la menace d'une arme). L'ensemble des arrêtés délimitant les ZNAR pour chacun des CNPE a été publié.

1.5.6.2.3 Réglementation applicable à la production thermique

Les activités de production thermique (THF) du groupe EDF sont soumises en France à la réglementation sur les ICPE (voir section 1.5.6.2.1 « Réglementation applicable aux installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE) »). Le parc THF d'EDF est également soumis au respect d'une réglementation spécifique sur la qualité de l'air, issue notamment de la directive européenne n° 2001/81/CE du 23 octobre 2001 fixant des plafonds d'émissions nationaux pour certains polluants atmosphériques (directive NEC) et de la directive n° 2001/80/CE du 23 octobre 2001 relative à la limitation des émissions de certains polluants dans l'atmosphère en provenance des grandes installations de combustion (directive GIC), celle-ci étant abrogée et remplacée depuis le 1^{er} janvier 2016 par la directive n° 2010/75/UE du 24 novembre 2010 relative aux émissions industrielles (directive IED). Ces directives ont été transposées par plusieurs arrêtés, notamment l'arrêté du 30 juillet 2003 relatif aux chaudières présentes dans les installations existantes de combustion d'une puissance supérieure à 20 MWth, lequel a été abrogé et remplacé à compter du 1^{er} janvier 2016 par l'arrêté du 26 août 2013 relatif aux installations de combustion d'une puissance supérieure ou égale à 20 MW soumises à autorisation au titre de la rubrique 2910 et de la rubrique 2931.

Des dérogations aux obligations relatives aux émissions dans l'air étaient possibles jusqu'au 31 décembre 2015. À compter de cette date, ce sont les plafonds et les dérogations issues de la directive IED précitée qui s'appliquent, avec notamment des problématiques spécifiques concernant les outils de production dans les DOM et les systèmes de secours, dont les niveaux de pollution nécessitent de négocier des dispositions adaptées. Deux arrêtés du 26 août 2013, entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2014, rassemblent l'ensemble des dispositions applicables aux installations de combustion et précisent les conditions permettant à ces installations de déroger aux valeurs limites d'émission.

Les activités de production thermique sont également soumises aux dispositions de la directive Seveso 3 et à l'obligation de constitution des garanties financières (voir section 1.5.6.2.1 « Réglementation applicable aux installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE) »).

La directive n° 2015/2193/UE du 25 novembre 2015 relative à la limitation des émissions de certains polluants dans l'atmosphère en provenance des installations de combustion moyennes devra être transposée au plus tard le 19 décembre 2017. Elle établit des règles visant à limiter les émissions atmosphériques de dioxyde de soufre (SO₂), d'oxyde d'azote (NO_x) et de poussières en provenance des installations de combustion moyennes et à réduire les émissions atmosphériques et les risques que celles-ci sont susceptibles de présenter pour la santé humaine et l'environnement. Les installations concernées sont les installations de combustion d'une puissance thermique nominale égale ou supérieure à 1 MW et inférieure à 50 MW, quel que soit le type de combustible qu'elles utilisent. Des projets de décret et d'arrêtés modifiant la réglementation applicable aux installations de combustion relevant de la réglementation des installations classées pour la protection de l'environnement aux fins de la transposition de la directive 2015/2193/UE sont en cours d'adoption.

1.5.6.2.4 Réglementation applicable aux installations hydrauliques

Les installations hydrauliques sont soumises en France aux dispositions des articles L. 511-1 et suivants du Code de l'énergie. Elles font l'objet de concessions

accordées par l'État (pour les ouvrages dont la puissance est supérieure à 4,5 MW) ou d'autorisations préfectorales (pour les ouvrages de moins de 4,5 MW) (voir section 1.4.1.5.1.4 « Les enjeux de la production hydraulique » concernant les concessions hydrauliques).

Les activités de production hydroélectrique d'EDF sont soumises aux règles de fond de la réglementation sur l'eau. Cette réglementation a notamment trait à la maîtrise des variations de niveaux et de débits d'eau, à la sûreté des zones situées à proximité, à l'aval des aménagements hydrauliques et au maintien, plus généralement, d'une gestion équilibrée de la ressource en eau (voir section 1.5.6.1 « Réglementations générales en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité »).

Mise en concurrence des concessions hydrauliques

Jusqu'au 1^{er} avril 2016, la procédure de mise en concurrence des concessions hydroélectriques demeurait régie par le décret n° 94-894 du 13 octobre 1994, codifié au livre V de la partie réglementaire du Code de l'énergie (cf. décret n° 2015-1823 du 30 décembre 2015 relatif à la codification de la partie réglementaire du Code de l'énergie). Ce décret, tel qu'il a été modifié par le décret n° 2008-1009 du 26 septembre 2008, inscrivait les concessions dans le régime juridique des délégations de service public défini par la loi n° 93-122 du 29 janvier 1993, dite « loi Sapin », étant précisé que l'ancien droit de préférence au bénéfice du concessionnaire sortant avait été supprimé par la loi sur l'eau n° 2006-1772 du 30 décembre 2006 du fait de sa non-compatibilité avec le droit européen.

Pour toutes les procédures initiées à compter du 1^{er} avril 2016, l'attribution des concessions hydroélectriques est à présent régie par l'ordonnance n° 2016-65 du 29 janvier 2016 et par son décret d'application n° 2016-86 du 1^{er} février 2016 relatif aux contrats de concession. Ces textes sont venus abroger, afin de les moderniser et de les mettre en adéquation avec le droit européen (directive n° 2014/23/UE du 26 février 2014 sur l'attribution des concessions), les dispositions précitées de la loi Sapin.

La loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte est venue compléter le cadre juridique applicable aux concessions hydroélectriques en offrant la possibilité à l'État :

- de regrouper des concessions formant une « chaîne d'aménagements hydrauliquement liés », en fixant une nouvelle date d'échéance commune à l'ensemble des concessions concernées (articles L. 521-16-1 et L. 521-16-2 du Code de l'énergie) ;
- de créer des sociétés d'économie mixte (SEM) hydroélectriques constituées d'opérateurs privés et d'un pôle public (État, collectivités locales, etc.), actionnaires chacun à hauteur de 34 % minimum (articles L. 521-18 et suivants du Code de l'énergie) ;
- de prolonger certaines concessions en contrepartie d'investissements de la part des exploitants lorsque ces investissements sont nécessaires pour atteindre les objectifs de la politique énergétique nationale (article L. 521-16-3 du Code de l'énergie).

Le décret du 27 avril 2016 relatif aux concessions d'énergie hydraulique, a pour objet de mettre en œuvre les dispositions de la loi précitée du 17 août 2015 et de moderniser le cadre réglementaire des concessions hydroélectriques (notamment en précisant sur certains points la procédure d'attribution des concessions et en approuvant un nouveau cahier des charges type).

Un ensemble de textes complète ce dispositif, concernant l'exécution des contrats de concession d'énergie hydraulique : on peut notamment citer l'ordonnance n° 2016-518 du 28 avril 2016 portant diverses modifications du livre V du Code de l'énergie, qui a pour objet de renforcer le contrôle administratif des installations hydroélectriques et de clarifier certaines règles dans la perspective du renouvellement de leur titre d'exploitation, le décret du 27 mai 2016 relatif à l'obligation d'achat et au complément de rémunération, susceptible de concerner certaines installations hydroélectriques, les ordonnances du 3 août 2016 relatives à l'évaluation environnementale des projets et aux procédures d'information et de participation du public, ou encore la loi du 7 octobre 2016 pour une République numérique.

Redevance annuelle

Conformément à l'article L. 523-2 du Code de l'énergie, les concessions hydrauliques, lors de leur renouvellement ou de leur prolongation dans les conditions prévues par les articles L. 521-16-2 ou L. 521-16-3 du Code de l'énergie, font l'objet d'une redevance annuelle proportionnelle aux recettes issues de la concession, versée pour partie à l'État et pour partie aux départements et communes

sur le territoire desquels coulent les cours d'eau utilisés. Un plafond est fixé, au cas par cas, par l'autorité concédante, dans le cadre de chaque nouvelle concession ou concession renouvelée. L'article 69 de la loi n° 2015-1785 du 29 décembre 2015 de finances pour 2016 a expressément confirmé que cette nouvelle redevance est exclusive de l'application des redevances prévues par l'article L. 523-1 du même Code, qui s'appliquent aux concessions renouvelées avant 2006.

Sécurité et sûreté des ouvrages

Le Code de l'environnement comporte, à ses articles R. 214-112 et suivants, des dispositions applicables à la sécurité et à la sûreté des ouvrages hydrauliques autorisés et concédés. Les barrages sont répartis en trois classes (A, B, C) en fonction de leurs caractéristiques, notamment leur hauteur et le volume de la retenue. Selon ce classement et le régime juridique de l'ouvrage, la réglementation impose à l'exploitant ou au concessionnaire un certain nombre d'obligations pour garantir leur sécurité et leur sûreté (notamment la réalisation et la mise à jour d'études de danger – voir section 1.4.1.5.1.2 « La sûreté hydraulique »). Le décret du 27 avril 2016 relatif aux concessions d'énergie hydraulique précité, comporte des dispositions destinées à unifier la réglementation, quel que soit le régime juridique de l'ouvrage.

1.5.6.2.5 Réglementation applicable à la production d'énergies renouvelables

Le Paquet Climat (dit « Paquet Énergie-Climat 2020 ») a été à l'origine d'un ensemble de mesures visant à assurer que l'Union européenne réalisera d'ici 2020 les objectifs de réduction de 20 % des émissions de gaz à effet de serre (GES), d'amélioration de 20 % de l'efficacité énergétique et de 20 % d'énergies renouvelables (EnR) dans la consommation d'énergie. Le « Paquet Énergie-Climat 2030 », adopté le 24 octobre 2014, fixe de nouveaux objectifs pour 2030 : 40 % de réduction des émissions de GES par rapport à 1990, 27 % d'énergies renouvelables dans le mix énergétique et une amélioration de 27 % des économies d'énergie.

L'un des cinq textes composant le Paquet Énergie-Climat 2020 est la directive n° 2009/28/CE du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, dite « directive EnR ». Elle fixe la répartition de l'effort de 20 % d'énergies renouvelables dans la consommation énergétique finale de l'Union européenne d'ici 2020 entre les États membres en considération notamment du mix énergétique national, du potentiel de chaque État et leurs PIBs, et impose aux États membres d'adopter un plan d'action national en matière d'énergies renouvelables.

En application de l'article 4 de la directive EnR précitée, la France a élaboré son plan national d'action en faveur des énergies renouvelables (2009-2020). Ce plan fixe, conformément à la directive EnR, un objectif national de 23 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie à l'horizon 2020. La loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte prévoit, en outre, un objectif à l'horizon 2030 de 32 % d'énergies renouvelables dans la consommation d'énergie. Par ailleurs, la même loi prévoit que le plan national sera remplacé par le volet de la PPE portant sur le développement des énergies renouvelables et de récupération.

Pour atteindre les objectifs de la directive EnR, la loi Grenelle 2 a créé de nouveaux instruments de planification territoriale en vue de permettre un développement équilibré des différentes filières d'énergie renouvelable. Parmi ceux-ci :

- les schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie (SRCAE), dont le régime juridique est fixé aux articles L. 222-1 à L. 222-3 et R. 222-1 à R. 222-7 du Code de l'environnement. Au 1^{er} mai 2014, toutes les régions ont adopté leur SRCAE ;
- les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3RER), dont les articles D. 321-10 à D. 321-21 et D. 342-22 à D. 342-25 du Code de l'énergie précisent le contenu, les modalités d'approbation, la gestion des capacités d'accueil ainsi que les modalités financières de raccordement des producteurs d'électricité.

En application de l'article 15 de la directive EnR, une ordonnance du 14 septembre 2011 (ratifiée par la loi n° 2013-619 du 16 juillet 2013) a modifié le régime juridique des garanties d'origine de l'électricité produite à partir de sources renouvelables ou par cogénération, fixé aux articles L. 314-14 et suivants du Code de l'énergie. Les modalités de mise en œuvre de ce nouveau régime ainsi que les modalités de désignation de l'organisme en charge de la gestion des garanties d'origine (délivrance, transfert, annulation) sont fixées aux articles R. 314-24 à R. 314-41 du Code de l'énergie. En tant que producteur et acheteur obligé d'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables, le groupe EDF est concerné par ces dispositions. La loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte a habilité le Gouvernement à prendre

l'ordonnance n° 2016-1059 du 3 août 2016 relative à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, qui a modifié les dispositions applicables aux installations de production d'électricité à partir de sources renouvelables afin d'assurer leur meilleure intégration au marché de l'électricité et de prévoir les dispositions techniques nécessaires à une meilleure intégration au système électrique des installations de production d'électricité raccordées à un réseau public de distribution, notamment les installations de production d'électricité à partir de sources renouvelables.

La loi Grenelle 2 contient également des dispositions dérogatoires favorables au développement des énergies marines, lesquelles ont été renforcées par la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

En complément, l'article 18 de la loi n° 2014-1545 du 20 décembre 2014 relative à la simplification de la vie des entreprises habilite le Gouvernement à créer un régime d'autorisation unique dédié aux installations de production d'énergie renouvelable en mer situées sur le domaine public maritime et aux ouvrages de raccordement de ces installations. Par ailleurs, le décret n° 2016-9 du 8 janvier 2016 simplifie les procédures juridiques applicables aux projets d'énergies renouvelables en mer qui sont lauréats d'appels d'offres.

Enfin, la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte institue au bénéfice des « installations de production d'énergie d'origine renouvelable » un délai de recours dérogatoire de quatre mois pour contester une autorisation, à compter respectivement soit de la publication de l'autorisation, soit de sa notification.

1.5.6.2.6 Réglementation applicable à la production de l'énergie éolienne

La construction d'éoliennes terrestres est soumise, en application des articles R. 421-1 et R. 421-2 du Code de l'urbanisme, à l'obtention d'un permis de construire pour les éoliennes d'une hauteur égale ou supérieure à 12 mètres. Toutefois, l'autorisation environnementale accordée pour la réalisation d'un projet d'éoliennes terrestres dispense de permis de construire, conformément à l'article R. 425-29-2 du Code de l'urbanisme. Pour sa part, la construction d'éoliennes implantées sur le domaine public maritime est dispensée de permis de construire, conformément à l'article R. 421-8-1 du Code de l'urbanisme.

En outre, en application de la loi Grenelle 2, les éoliennes terrestres sont désormais soumises à la nomenclature des ICPE, sous le régime de l'autorisation ou de la déclaration (voir section 1.5.6.2.1 « Réglementation applicable aux installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE) ») au titre de la rubrique 2980 « Installations terrestres de production d'électricité à partir de l'énergie mécanique du vent et regroupant un ou plusieurs aérogénérateurs ». Les éoliennes soumises à autorisation font l'objet d'une étude d'impact qui doit accompagner le dossier de permis de construire.

La loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte modifie les règles relatives à la distance d'éloignement entre les éoliennes et les habitations : la distance minimale de 500 mètres est maintenue mais elle pourra être étendue au regard de l'étude d'impact contenue dans le dossier de demande d'autorisation. Elle institue également, à l'article L. 146-4 I du Code de l'urbanisme, des dispositions visant à faciliter l'implantation d'éoliennes terrestres dans les communes concernées par la loi « littoral ». Un décret doit en outre venir préciser les règles d'implantation des éoliennes vis-à-vis des installations et secteurs militaires, des équipements de surveillance météorologique et de navigation aérienne.

L'exploitant ou, en cas de défaillance, la société mère, est responsable du démantèlement des éoliennes et de la remise en état du site, en fin d'exploitation,

quel que soit le motif de la cessation de l'activité (articles L. 553-3 et R. 553-1 du Code de l'environnement). À cette fin, il doit constituer des garanties financières dès le début de la production, puis au titre des exercices comptables suivants.

Les autorisations relatives aux ouvrages de production et de transport nécessaires au développement des projets éoliens en mer sont soumis à d'un cadre contentieux spécifique, aménagé par le décret n° 2016-9 du 8 janvier 2016.

1.5.6.2.7 Réglementation applicable aux marchés publics

Les directives n° 2014/24/UE sur la passation des marchés publics et n° 2014/25/UE relative à la passation des marchés par des entités opérant dans les secteurs de l'eau, de l'énergie, des transports et des services postaux, à laquelle EDF est soumise en tant qu'acheteur, ont été transposées en droit interne par :

- l'ordonnance n° 2015-899 du 23 juillet 2015 relative aux marchés publics qui a procédé à une unification des différentes procédures de mise en concurrence existantes jusqu'à présent dans le Code des marchés publics et l'ordonnance du 6 juin 2005 n° 2005-649 ;
- le décret n° 2016-260 du 25 mars 2016 d'application de l'ordonnance du 23 juillet 2015.

Ces textes sont entrés en vigueur le 1^{er} avril 2016.

1.5.7 RÉGLEMENTATION RELATIVE AUX MARCHÉS DE GROS DE L'ÉNERGIE

Inspiré des règles issues de la directive « Abus de marché » n°2003/6/CE applicable aux marchés financiers (voir section 4.1 « Code de gouvernement d'entreprise »), le règlement (UE) n° 1227/2011, dit règlement « REMIT », sur l'intégrité et la transparence des marchés de gros de l'énergie est entré en vigueur le 28 décembre 2011. Ce règlement vise à prévenir les abus et les manipulations de marché sur les marchés de gros de l'énergie et à renforcer la confiance des acteurs de marché et des consommateurs.

Le renforcement de l'intégrité et de la transparence des marchés de gros de l'énergie doit favoriser une concurrence ouverte et loyale sur ces marchés, afin notamment que les prix fixés sur ces marchés reflètent une interaction équilibrée et concurrentielle entre l'offre et la demande. Le règlement interdit les opérations d'initiés et les manipulations de marché et crée une obligation de publication de l'information privilégiée, telle que définie au sens de REMIT.

L'ACER, Agence européenne de coopération des régulateurs de l'énergie, a notamment pour mission de surveiller les échanges commerciaux de produits énergétiques de gros pour détecter et empêcher les transactions fondées sur des informations privilégiées et des manipulations de marché.

L'ACER recueille en outre les données nécessaires pour évaluer et surveiller les marchés. Le règlement prévoit en effet que les acteurs du marché, ou une personne habilitée à le faire pour leur compte, fournissent à l'ACER un relevé détaillé des transactions du marché de gros de l'énergie.

Enfin, les acteurs du marché effectuant des transactions pour lesquelles une déclaration auprès de l'ACER est obligatoire doivent s'enregistrer auprès de l'autorité de régulation nationale de l'État membre dans lequel ils sont établis (la CRE en France) ou, s'ils ne sont pas établis dans l'Union européenne, de celle d'un État membre dans lequel ils exercent une activité.

1.6 RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT, BREVETS ET LICENCES

La Direction Recherche et Développement (R&D) du groupe EDF a pour missions principales d'appuyer au quotidien les métiers et filiales du Groupe, en leur apportant son expertise de haut niveau et ses pratiques performantes, et de contribuer à construire l'avenir du Groupe, en anticipant les évolutions et défis majeurs auxquels il est confronté.

Ces défis concernent en particulier :

- la complémentarité entre la production nucléaire et la production à partir d'énergies renouvelables variables afin d'accompagner la transition énergétique et réduire les émissions de CO₂ ;
- les usages de l'eau et la gestion de l'environnement ;
- le développement rapide de pays émergents, qui déplace les zones de consommation ;

- le développement important des technologies de l'information dans le milieu de l'énergie, qui offre de nouvelles opportunités au métier d'électricien ;
- les clients, consommateurs, collectivités, qui deviennent aussi producteurs, et souhaitent mieux consommer et vivre dans des bâtiments, des quartiers ou des villes plus autonomes en énergie.

Dans ce contexte, le rôle à jouer par la R&D est crucial pour trouver des solutions à l'ensemble de ces défis. Ses axes de recherche s'articulent autour de trois grandes priorités :

- développer et expérimenter de nouveaux services énergétiques pour les clients, qui assurent une demande énergétique flexible et faiblement émettrice de carbone, grâce à l'amélioration de la connaissance de la demande, au développement de l'efficacité énergétique chez les clients, à la promotion des nouveaux usages performants de l'électricité souvent associés aux énergies renouvelables (pompes à chaleur, mobilité électrique...), au développement de la modélisation technique et économique au service d'une ingénierie pour le bâtiment, l'industrie et la ville durable et au développement de l'intégration des usages et consommations au système électrique avec les *smart grids* et les tarifs ;
- préparer les systèmes électriques de demain, en optimisant la durée de vie des infrastructures de réseaux et en accompagnant l'adaptation du système électrique par l'amélioration de la gestion des actifs de réseau, les modèles d'optimisation et les scénarios économiques pour les projets de nouvelles infrastructures de transport, l'insertion des énergies intermittentes et le développement des *smart grids* ;
- consolider et développer des mix de production compétitifs et décarbonés : un des enjeux majeurs de la transition est d'assurer la coexistence performante de moyens de production traditionnels, en particulier en améliorant encore la sûreté et la performance du parc nucléaire actuel ainsi que sa durée de fonctionnement, avec le développement des nouvelles énergies renouvelables en améliorant leur performance et leur intégration dans les systèmes énergétiques.

En complément de son programme global d'activités, la R&D a mis en évidence quatre programmes de recherche de type « rupture – préparation de l'avenir ». Il s'agit :

- du stockage, du photovoltaïque et de la mobilité électrique qui nous paraît être primordial dans l'évolution du système électrique :
 - Stockage : doublement des effectifs de R&D entre 2018 – 2020,
 - PV : ouverture de l'Institut Photovoltaïque Ile de France (IPVF) en fin 2017 ; accompagnement du Plan Solaire 30 GW,
 - Mobilité : activités autour de la charge des véhicules et du cycle de vie des batteries. ;
- des systèmes et services énergétiques locaux, avec la mise au point industrielle d'outils techniques de planification urbaine et la définition des modalités d'intégration optimale des systèmes énergétiques locaux dans le cadre d'un système d'ensemble national ;
- du numérique dans la relation client, pour proposer des services innovants et dans notre industrie, pour améliorer la *monitoring* de nos installations et la prévisibilité de la maintenance ;
- des *small modular reactors* : des réacteurs de petite taille qui pourraient répondre notamment au marché des territoires isolés ou à faible réseau de transport.

1.6.1 ORGANISATION DE LA R&D ET CHIFFRES CLÉS

La R&D d'EDF est intégrée et multidisciplinaire pour faciliter les synergies et transferts de méthodes entre les métiers du Groupe.

En 2017, le montant global du budget de recherche et développement du Groupe s'est élevé à 611 millions d'euros, dont 546 millions d'euros pour le budget d'EDF R&D. C'est l'un des budgets de R&D les plus élevés parmi les grands électriciens. Environ deux tiers du budget est alloué à des programmes construits annuellement et contractualisés avec les directions opérationnelles et des filiales d'EDF. Le tiers restant est dédié à des actions d'anticipation de moyen et long termes qui s'inscrivent dans les grands axes prioritaires de la R&D du Groupe.

Environ 19 % de ce budget a été consacré en 2017 à la protection de l'environnement. Ces dépenses portent notamment sur la recherche sur l'efficacité énergétique, les usages de l'électricité en substitution à des énergies fossiles, les énergies renouvelables et leur insertion dans le système électrique, la ville durable,

les impacts locaux du changement climatique et d'autres problématiques environnementales telles que la biodiversité, la qualité de l'eau ou encore la réduction des nuisances.

La R&D d'EDF compte 1941 collaborateurs (soit 1892 ETP) en France de 27 nationalités dont 83,9 % de cadres, 31,8 % de femmes, ainsi que 121 doctorants et 59 alternants. Près de 160 chercheurs enseignent dans les universités et les grandes écoles. En incluant EDISON et EDF Energy, ce nombre de collaborateurs est de 2160 (soit 2118 ETP).

La R&D d'EDF qui a embauché en 2017, 63 personnes a un flux de mobilité exportateur vers les autres entités du groupe EDF. Ainsi, en 2017, le solde de mobilité s'élève à 81 personnes.

La Direction R&D est composée de 13 départements techniques. Ses compétences couvrent l'ensemble des champs d'activité du Groupe : énergies renouvelables et stockage, réseaux, production nucléaire, thermique, hydraulique, *management* d'énergie, commerce et services, systèmes d'information, environnement. Elles sont à la fois disciplinaires, métiers, projets et intégratrices sur des grands systèmes. La R&D d'EDF gère un organisme de formation interne, l'Institut de Transfert de Technologie (ITech) qui a pour vocation de diffuser les pratiques, les savoir-faire et les innovations issues de la R&D d'EDF vers le groupe EDF. Certaines formations de l'ITECH sont ouvertes aux entreprises extérieures. ITECH dispose d'un catalogue de formations de 130 formations dont 56 sont ouvertes à des professionnels externes en 2017, qui est actualisé chaque année. Les recettes réalisées par ITECH en 2017 s'élèvent à 214 000 euros ; l'offre est également intégrée dans les Académies des Métiers (voir section 3.3.1.3 « Le développement des compétences : préparer l'avenir »).

La R&D est à ce jour organisée autour de plusieurs sites. Trois sont situés en France en région parisienne, six sont à l'international : Allemagne, Royaume-Uni, Chine, États-Unis, Singapour et Italie. Les centres de Chatou et des Renardières, près de Fontainebleau, comptent respectivement 451 et 552 personnes. Le nouveau centre EDF Lab de Paris Saclay compte près de 938 personnes. Près de 230 chercheurs travaillent hors de France, dont une trentaine d'expatriés.

Le centre principal de R&D d'EDF, anciennement à Clamart a été inauguré en 2016, à Palaiseau, sur le campus de Paris-Saclay, avec l'arrivée, dès le mois de mars, des salariés précédemment basés à Clamart. Par cette nouvelle implantation destinée à accueillir jusqu'à 1 500 personnes, incluant des chercheurs du Groupe, des étudiants en thèse, des stagiaires et des partenaires EDF a donné une nouvelle ambition à sa R&D et met l'innovation et la recherche scientifique et industrielle au cœur de ses priorités. Le nouveau centre de formation d'EDF, situé à proximité immédiate du centre de R&D, a ouvert ses portes en septembre 2016. La réunion en un même lieu du centre de recherche et du centre de formation forme l'ensemble EDF Lab Paris-Saclay. Ce choix positionne EDF comme un acteur de premier plan du campus de Paris-Saclay et lui permettra de bénéficier d'une dynamique de coopération renforcée avec les établissements d'enseignement supérieur et les centres de recherche publics et privés installés à proximité.

Par ailleurs, plusieurs partenariats ont déjà été contractualisés avec des établissements de l'Université Paris-Saclay :

- un laboratoire commun de recherche entre EDF et Telecom Paris Tech sur l'Internet des objets et la cyber-sécurité (SEIDO) pour les systèmes électriques. Son enjeu est de préparer et faciliter le déploiement de services de gestion de la demande énergétique et d'efficacité énergétique s'appuyant sur des objets énergétiques communicants et interopérables (chauffage, climatiseurs, produits blancs et bruns, véhicules électriques...), et ainsi contribuer à assurer la cohérence de l'ensemble du système ainsi que sa sûreté (sécurité, confidentialité...);
- le laboratoire commun *Rise Grid* sur la modélisation et la simulation des *smart grids* avec CentraleSupélec ;
- l'institut SEISM sur la modélisation du séisme de la faille à la structure, regroupant EDF, le CEA, CentraleSupélec, l'Ecole Normale Supérieure de Paris Saclay et le CNRS ;
- le programme Gaspard-Monge pour l'optimisation et la recherche opérationnelle (PGMO), abrité par la Fondation mathématique Jacques-Hadamard, mis en place grâce à un mécénat de la Direction de la R&D d'EDF ;
- l'Institut des sciences de la mécanique et applications industrielles (IMSIA), qui associe, depuis juin 2015, l'ENSTA aux côtés d'EDF, du CNRS et du CEA Saclay ;
- le laboratoire commun Finance et Marchés de l'Énergie avec Dauphine, l'ENSAE et l'École polytechnique ;

- L'Institut Photovoltaïque Ile de France (IPVF), Institut pour la Transition Énergétique (ITE) dédié aux développements de ruptures technologiques sur la photovoltaïque regroupe EDF, TOTAL, Air Liquide, Riber, Jobin Yvon, le CNRS et l'école Polytechnique dans un partenariat qui a le soutien de l'État dans le cadre du financement des ITE par le Grand Emprunt (CGI).

Les sites de la R&D abritent deux unités mixtes de recherche avec le CNRS : l'Institut des sciences de la mécanique et applications industrielles (ex-Laboratoire de mécanique des structures industrielles durables, LaMSID) et l'Institut de recherche et développement sur l'énergie photovoltaïque (IRDEP), ainsi qu'un centre international de R&D : le *Materials Aging Institute* (MAI).

Pour la réalisation de ses travaux, EDF continue d'investir dans des moyens de simulation numérique puissants et reconnus. Il développe des codes de calculs et moyens de calculs de pointe au premier rang des industriels. Sa capacité actuelle s'élève à 1 800 térafllops.

Le Groupe possède par ailleurs des moyens expérimentaux uniques, comme des boucles analytiques spécifiques (chimie-corrosion, rupture, aéroacoustique...), des boucles centrées sur des composants ou des process, des moyens d'interventions d'essais sur site ou des moyens dédiés à la caractérisation des matériaux et de leur vieillissement. Deux installations phares récentes sont :

- *Concept Grid* : réseau électrique à échelle réduite dont la finalité est de tester et d'éprouver l'insertion des matériels innovants et des systèmes « intelligents » constitutifs d'un *smart grid* avant leur installation sur le réseau. *Concept Grid* vise à préparer les évolutions du réseau de distribution en étudiant l'intégration de nouveaux composants et d'équipements issus des technologies de communication et d'information et facilitant la gestion de la demande. Il vise également à faciliter l'intégration de la production décentralisée en étudiant le comportement des moyens de production sur le système électrique et en étudiant les applications de stockage d'électricité. *Concept Grid* est le maillon manquant entre un laboratoire de recherche classique, où les innovations sont testées dans des conditions qui ne sont pas totalement représentatives de la réalité, et le réseau réel, sur lequel le respect de la qualité de service limite les expérimentations ;
- *VeRcors* : maquette de bâtiment réacteur à l'échelle 1/3 conçue pour étudier les modes de vieillissement des enceintes à double parois. Cette maquette a été achevée en 2016 et les premiers essais ont eu lieu. Du fait de son épaisseur moindre, elle permet aux ingénieurs et chercheurs du Groupe d'analyser puis d'anticiper les effets du vieillissement des enceintes en béton des bâtiments réacteurs et de vérifier la robustesse de ce type d'ouvrage dans le temps. Elle est couplée à plusieurs modèles numériques permettant de modéliser les phénomènes de vieillissement du béton.

En matière d'innovation, la R&D est au premier plan pour accompagner et soutenir le Groupe dans la dynamique innovation, qu'il s'est fixé dans le cadre sa stratégie « CAP 2030 ».

Pour ce faire, au travers de son entité Innovation Hub, la R&D développe des services d'accompagnement à l'innovation et explore le développement de nouveaux business. Deux finalités sont portées par cet Innovation Hub :

- accompagner, accélérer et valoriser l'innovation au sein du Groupe : « innover au présent » ; il s'agit d'appuyer les métiers et la R&D dans la mise en œuvre des processus d'innovation, d'accélération et d'entrepreneuriat ;
- contribuer à anticiper et explorer des modèles en rupture « oser le futur » ; Ces nouveaux modèles pourraient demain constituer de nouveaux métiers pour le Groupe, qu'il s'agisse de nouveaux services ou de nouvelles solutions technologiques.

Ces démarches s'appuient très largement sur l'innovation collaborative et ouverte, via notamment l'animation d'un réseau de partenaires externes et des connexions avec les éco-systèmes français et internationaux. Ce réseau (start-up, incubateur, grands groupes) est mis au service des enjeux du Groupe.

En 2017, les actions sont structurées autour des priorités suivantes :

- consolidation des process de valorisation et protection des innovations internes et accélérer le « time to business » par des actions visant à accélérer/favoriser la phase d'industrialisation ;
- développement de l'innovation collaborative notamment au travers de partenaires PME et Start-ups proposant des solutions à valeur ajoutée pour les métiers du Groupe. L'objectif pour EDF est de détecter, évaluer et proposer aux

métiers du Groupe des innovations externes à fortes valeurs. Plus de cinquante démonstrations ont été décidées cette année par les métiers ou la R&D.

Plus généralement, la dynamique d'innovation s'appuie sur un réseau de partenaires. Des partenariats avec les incubateurs / accélérateurs comme Paris&Co, Numa ont été signés, EDF est membre de l'association Scientipôle et d'Incuballiance. Des accords-cadres avec des juniors entreprises (HEC, ESSEC, ESCP...) ont été lancés, pour réaliser des études de marché. Des accords sont en négociation avec des réseaux d'experts internationaux pour évaluer nos technologies :

- valorisation et dissémination de l'innovation à l'interne et à l'externe. La R&D contribue très directement à la valorisation de l'innovation, à l'externe au travers de ses contributions dans le cadre du concours EDF Pulse, d'évènements comme Vivapolis...

La R&D contribue également au développement de nouveaux business, notamment au travers de l'entrepreneuriat et ce en lien avec la Direction Nouveaux Business (voir section 1.4.6.1.3 « EDF Nouveaux Business »).

EDF est également présent dans le fonds Amorçage Technologique Investissement (ATI), géré par CEA Investissement, dédié aux jeunes sociétés françaises dont l'innovation technologique concerne les domaines de l'énergie, de l'environnement, des micro- et nanotechnologies.

Enfin, six prises de participation dans des fonds de capital-risque en France, en Amérique du Nord et en Chine ont été réalisées pour accéder à un vivier mondial de *start-up* et d'innovations :

- Robolution Capital, fonds dédié à la robotique lancé en mars 2014 ;
- Chrysalix, fonds canadien dédié au *cleantech venture capital*, en décembre 2011 ;
- Tsing capital, premier fonds chinois dédié au *cleantech venture capital*, en décembre 2011 ;
- DBL investors aux États-Unis, fonds créé en 2008 ;
- Mc Rock, fonds canadien spécialisé dans les applications industrielles de l'Internet des objets, en 2015 ;
- Partech, fonds transatlantique spécialisé dans les technologies de l'information et de la communication, en 2017.

1.6.2 LES PRIORITÉS DE LA R&D

La R&D d'EDF travaille pour tous les métiers du Groupe. Elle propose, pour le compte des métiers, des solutions technologiques ou des modèles d'affaires innovants et économiques permettant d'améliorer la performance de ces métiers, et prépare l'avenir du Groupe à plus long terme par des actions d'anticipation de moyen et long termes. Elle contribue à faire d'EDF un groupe industriel mondial des systèmes électriques décarbonés.

La R&D d'EDF réalise pour Enedis des travaux sur les réseaux dans le cadre d'un contrat de prestations de services, qui fixe des obligations permettant de garantir la protection des informations commercialement sensibles et le respect du principe d'indépendance de gestion du distributeur.

L'ambition de la R&D d'EDF dans le contexte en profonde évolution de l'énergie se décline selon trois axes majeurs : développer et expérimenter de nouveaux services énergétiques pour les clients, préparer les systèmes électriques de demain et enfin consolider et développer des mix de production compétitifs et décarbonés.

La R&D mène également des travaux de recherche sur les technologies de l'information en appui de ces trois axes. Ces travaux s'articulent autour de cinq thèmes majeurs : les systèmes complexes, le *management* et le traitement de grands volumes de données, l'Internet des objets, la cybersécurité et la simulation pour des problèmes physiques.

L'objectif de ces travaux dans ce domaine est double :

- améliorer la performance des métiers par les technologies de simulation avancée ;
- faire émerger de nouvelles opportunités pour les métiers à partir d'usages innovants des nouvelles technologies de l'information et de la communication.

1.6.2.1 Développer et expérimenter de nouveaux services énergétiques pour les clients

Le développement de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables réparties, les évolutions réglementaires et technologiques (numérisation) ainsi que l'ouverture à la concurrence des marchés changent en profondeur le rapport entre les énergéticiens et leurs clients. Ils permettent aux clients d'être acteurs de leur consommation ou de leur production d'énergie, au niveau individuel ou à l'échelle d'un territoire.

Dans ce contexte, les enjeux des commercialisateurs et des filiales de spécialité du groupe EDF sont multiples :

- l'évolution de la gamme d'offres de prix afin de l'adapter aux conditions d'une concurrence renforcée et d'anticiper la fin des TRV (Tarifs Régulés de Vente) ;
- la volonté de développer les usages de l'électricité dans le bâtiment et dans le transport, adossée à un mix décarboné pour préserver des parts de marché menacées par l'émergence d'une nouvelle réglementation environnementale à l'horizon 2020, appelée à succéder à la RT (Réglementation Thermique) 2012 ;
- la maîtrise de la demande en énergie : *Green deal* au Royaume-Uni, certificats d'économie d'énergie en France, les fournisseurs doivent assumer leurs obligations croissantes ;
- le développement des technologies *smart* : le déploiement des compteurs communicants, l'accès facilité aux données de consommation clients et l'émergence des objets connectés matérialiseront, pour le grand public, l'accès à de nouveaux services permis par les nouvelles technologies *smart* (pilottage, offres plus adaptées, etc.) ;
- l'évolution de la relation client, qui devient de plus en plus numérique, et avec des attentes clients plus exigeantes et des comportements modifiés. Cette modernisation de la relation ne doit cependant pas occulter la montée parallèle de la précarité énergétique impactant des clients qui nécessitent un traitement adapté de la part de l'entreprise ;
- la montée en puissance du local dans le cadre de la loi sur la transition énergétique et de la loi NOTRe : les collectivités territoriales, déjà actives sur les champs de l'aménagement urbain et de la distribution publique de l'énergie, peuvent de plus en plus prendre en main leur destin énergétique. La notion de territoires durables, mêlant les dimensions d'aménagement (éco-quartiers) et de mobilité (véhicule électrique), devient structurante des politiques locales. Au croisement du développement des technologies *smart* et de la montée en puissance des territoires, de nouveaux champs de services sont à explorer ;
- l'émergence d'une attente des clients de pouvoir être acteurs de leur propre production d'électricité à travers l'autoproduction et de l'autoconsommation ;
- le développement de la performance de nos filiales de spécialité dans leurs domaines d'activité respectifs.

Pour répondre à ces enjeux, la R&D d'EDF organise son action autour de 3 thèmes prioritaires :

- ce thème est réparti sur chacun des 3 thèmes suivants, selon le marché adressé ;
- efficacité énergétique et usages bas carbone : innover pour développer les nouveaux usages de l'électricité (pompes à chaleur bâtiment et industrie, éclairage, mobilité électrique) afin de dynamiser à terme la demande future en électricité et des solutions énergétiques efficaces pour tous les segments de clients, compatibles avec les nouveaux cadres réglementaires, développer les offres globales de fourniture d'énergie et les services énergétiques pour l'industrie et le tertiaire. Le programme qui pilote cette activité est également en charge du marché B2B ;
- *Smart Home* et relation Clients : développer des méthodes et outils permettant la modernisation de la relation client pour accroître la performance commerciale et réduire les coûts grâce aux nouvelles technologies de l'information et au traitement des données associées (des données de consommation et les données Internet) - logique Big Data - et de nouvelles offres de prix incitant à une gestion dynamique de la demande pour répondre aux besoins nouveaux de flexibilité du système électrique ; réaliser des outils pour développer les services énergétiques aval compteur pour le marché résidentiel, interfaçables avec les fonctionnalités de Linky et les objets connectés. Le programme qui pilote cette activité est également en charge du marché B2C ;

- Energies et Territoires : concevoir et modéliser les systèmes énergétiques locaux, développer les outils et les technologies pour une offre de services innovante pour les villes et les territoires durables en France et à l'international. Le programme qui pilote cette activité est également en charge du marché B2G ; développer, une gamme d'outils de prévision, d'optimisation et de pilotage autour de l'autoconsommation individuelle et collective ainsi que des offres de fourniture et de services pour les clients résidentiels et tertiaire, pour EDF SA et ses filiales EDF ENR-Solaire et Store & Forecast. La R&D examine de nouveaux modèles économiques autour de l'agrégation de différents types de demande flexible (effacement, déplacement de consommation, autoconsommation, énergies renouvelables, planification et gestion énergétique à des mailles locales).

Des travaux sur de nouveaux usages pour l'électricité, comme ceux de la mobilité électrique, de la pompe à chaleur, et sur des bâtiments plus économes ont été réalisés. La R&D a lancé un démonstrateur en milieu industriel de son prototype de pompe à chaleur industrielle à haute température, permettant la récupération de chaleur fatale sur les *process* des clients. Une démarche de co-développement a été lancée avec des équipementiers permettant à terme de baisser les coûts des pompes à chaleur pour le tertiaire commercial ou résidentiel. Enfin, des innovations sur la gestion d'énergie intelligente des usages thermiques de l'électricité ont été réalisées, notamment sur les pompes à chaleur résidentielles et sur la modernisation des ballons à accumulation pour les rendre compatibles avec des modes de pilotage innovants comme les heures creuses solaires. Par ailleurs, des travaux ont été accélérés autour de la sûreté de fonctionnement des réseaux électriques industriels ainsi que la création d'un projet spécifique sur le *smart lighting* en soutien au développement des offres pour Citelum. Ces travaux s'inscrivent dans un projet plus global destiné à faire émerger une gamme d'offres du groupe EDF pour la *Smart Factory*, s'inscrivant dans les objectifs de la démarche Usine du Futur lancée par le gouvernement.

Concernant la relation client, afin de permettre aux clients résidentiels de connaître l'état d'avancement de leur consommation électrique et son impact budgétaire entre deux factures, EDF a conçu et développé une gamme prototype de fonctionnalités compatibles avec le compteur intelligent, comme un module pour *smartphone* et ordinateur qui permet au client d'estimer sa facture en prenant en compte ses caractéristiques ainsi que la saisonnalité de sa consommation électrique et son historique de consommation. La R&D d'EDF travaille également sur des actions de recherche pour lutter contre la précarité énergétique, par exemple en concevant des offres et des outils de relation client adaptés. La R&D a poursuivi l'élaboration d'une nouvelle offre de services énergétiques associant cette fois la fourniture d'électricité le pilotage du chauffage électrique par thermostat connecté et l'interface client digitale pour une nouvelle filiale d'EDF.

L'année 2017 a également vu la mise sur le marché de nouvelles interfaces clients, exploitant des techniques liées à l'intelligence artificielle, notamment les *chatbots*, (dispositifs d'échanges vocaux).

Dans les territoires durables, afin de répondre aux besoins des villes qui souhaitent optimiser les infrastructures et leur gestion (transport, traitement des déchets, bâtiments, production d'énergie, réseaux) et qui ambitionnent de devenir des *smart cities* ou « villes durables », la R&D développe des outils d'ingénierie de la ville pour les commerciaux d'EDF en France, à l'instar de l'étude réalisée pour la métropole de Nice. La R&D a notamment accompagné les travaux autour du concept de Pilote Énergétique Local. La R&D a renouvelé son partenariat avec la ville de Singapour pour développer des outils d'aide à la décision pour la planification des villes.

À travers cet outil, la collaboration avec les autorités de Singapour couvre les domaines suivants : l'efficacité énergétique des bâtiments et leurs systèmes d'air conditionné ainsi que la collecte des déchets domestiques. Il intègre également la possibilité de traiter des questions relatives à l'intégration du photovoltaïque dans les bâtiments, de la végétalisation des toits et du recyclage local de l'eau. Ces modélisations sont couplées à des outils innovants de visualisation en trois dimensions, au niveau des bâtiments et du quartier, des impacts des choix de planification, par exemple sur les émissions de gaz à effet de serre. L'expérience acquise permet aujourd'hui de développer un projet à Lyon pour le nouveau quartier de Gerland, pour la Métropole de Lyon, à qui ont été livrés 7 modules de gestion énergétique en heure et en temps à leur satisfaction.

La mobilité électrique est une dimension importante de la ville durable : le transport électrique constitue une perspective de transformation profonde des modes de transport. Le stockage sur batterie est la technologie clé du transport électrique. L'action de la R&D en la matière consiste, d'une part, à caractériser en laboratoire les performances et la sécurité des batteries et, d'autre part, à innover sur les technologies de rupture susceptibles d'améliorer fortement leur autonomie ou de

réduire leur coût. La R&D étudie également les applications stationnaires de la seconde vie des batteries de mobilité (couplage aux énergies renouvelables, services système, etc.). À plus long terme, la R&D mène une démarche similaire sur les technologies H2 appliquées à la mobilité tant sur les électrolyseurs, les stations de charge que sur les *fuels cells* pour le transport lourd ainsi que les véhicules légers.

Plus généralement, les objectifs des activités de la R&D dans le domaine des véhicules électriques (VE) et des véhicules hybrides rechargeables (VHR) sont les suivants :

- appuyer le développement de ce nouvel usage (suivi des premières expérimentations, normalisation, innovations susceptibles de lever les barrières du marché (charge sans fil) ;
- maîtriser l'intégration au système électrique (recharge intelligente, dimensionnement et localisation des bornes de recharge) ;
- développer les outils de service de mobilité (plateforme de supervision de flottes, logiciels pour l'exploitation de bornes de recharges, smart charge box pour le résidentiel, outils pour le conseil en mobilité des collectivités locales) ;
- préparer l'intégration des VE dans les systèmes énergétiques locaux avec l'étude des modèles V2G, V2H - *vehicle to grid, vehicle to home*, notamment dans le cadre de partenariats avec des grands acteurs du transport (Renault, PSA, TOYOTA, Mitsubishi Motors).

L'ensemble des études réalisées pour les *Smart Cities, Smart Building* et *Smart Factory* viennent enrichir les travaux menés autour des systèmes énergétiques locaux, qui intègrent le développement d'outils spécifiques pour la conception et l'exploitation des réseaux thermiques (chaleur/froid) pour les filiales de spécialité.

1.6.2.2 Préparer les systèmes électriques de demain

La transition énergétique vers une économie décarbonée en Europe repose notamment sur la décarbonation des systèmes électriques. Ceci implique de relever de nouveaux défis pour les systèmes électriques :

- gérer la variabilité des sources de production issues d'énergies renouvelables et repousser leurs limites d'insertion dans les systèmes électriques ;
- intégrer de nouveaux usages de l'électricité en optimisant le mix de production et les besoins en réseaux ;
- développer les infrastructures de réseaux de transport et optimiser les flux d'électricité en Europe ;
- optimiser les systèmes énergétiques décentralisés (demande active, production et stockage décentralisés...) en les intégrant dans les systèmes énergétiques à plus grande échelle ;
- adapter le pilotage des systèmes électriques pour faire face à une diminution de l'inertie dans un contexte de recours croissant à l'électronique de puissance pour le raccordement des usages et des nouvelles sources de production ;
- et plus globalement, optimiser les investissements dans les moyens de production et de stockage, dans les infrastructures de réseaux et dans les solutions d'efficacité énergétique et environnementale, dans le respect de l'intérêt général et de la compétitivité de l'électricité, sans hausse significative des factures pour le client et ce, tout en maintenant la qualité et la fiabilité du système électrique.

L'évolution vers des systèmes électriques plus intelligents, ou *smart grids*, constitue l'un des pivots de la transition vers une économie énergétique décarbonée en Europe. Les enjeux majeurs sont techniques, économiques et réglementaires et sont, au-delà de l'intégration des énergies renouvelables et des nouveaux usages, aussi liés à la gestion des informations pour les différents utilisateurs du réseau et à la nécessité de maîtriser les coûts.

Les travaux de la R&D se déclinent en 3 grands axes.

Le premier axe vise à anticiper les impacts des transitions énergétiques et de l'émergence de systèmes énergétiques décentralisés sur le développement et la gestion des systèmes électriques :

- transitions énergétiques : il s'agit de construire une vision de synthèse sur l'évolution des fondamentaux de la demande, les ruptures potentielles sur l'offre, les choix de mix énergétiques et les conditions de réalisation des scénarios de transitions énergétiques (financement, technologies, infrastructures) ;

- *market design* et émergence du local : il s'agit de contribuer à la définition des règles du jeu futures sur les marchés de l'électricité et du gaz dans le contexte d'émergence des systèmes énergétiques distribués.

Le deuxième axe vise à améliorer la performance des réseaux électriques :

- la R&D travaille à améliorer la gestion des actifs de réseaux de distribution. Des études sont menées concernant la durée de vie des matériels. Des techniques de maintenances prévisionnelles sont également testées ; alliant une connaissance fine du comportement des composants et les techniques de traitement de la donnée et des images, elles visent l'optimisation des cycles de maintenance et la recherche de signes avant-coureurs de défaillances des équipements ;
- en 2017, la R&D a amorcé une phase de pré-industrialisation d'une nouvelle génération de systèmes de contrôle-commande et de conduite des réseaux et des ressources distribuées : les premières briques d'outils de gestion dynamique, centralisée et cyber-sécurisée, des terminaux de pilotage et des nouveaux objets smart seront livrés en vue d'être intégrés aux systèmes industriels des entités et filiales du Groupe ;
- les travaux de la R&D portent également sur l'impact du développement du courant continu pour l'insertion des énergies renouvelables en terme d'hybridation des grands systèmes électriques alternatifs synchrones ; sachant que cette évolution est susceptible de modifier en profondeur les fondamentaux technico-économiques des systèmes électriques avec la montée en puissance des énergies renouvelables variables ;

Le troisième axe vise à gérer la mutation du système électrique vers les *smart grids* par l'intégration des énergies renouvelables variables et des nouvelles ressources distribuées comme le stockage et les infrastructures de recharges de véhicules électriques :

- la R&D s'inscrit dans les programmes de recherche collaboratifs Européens H2020 visant à développer des solutions pour l'intégration d'une forte proportion d'énergies renouvelables variables dans le système interconnecté européen. EDF R&D s'est notamment engagée en 2017 dans le projet EU-SysFlex visant à bâtir une feuille de route flexible à la maille européenne, en partenariat avec Eirgrid et 32 autres partenaires européens, dans le projet Plan4Res visant au développement d'une chaîne d'outils et de méthodes pour la coordination et l'intégration des systèmes énergétiques européens et dans le projet TDX-ASSIST pour la coordination des échanges de données entre gestionnaires de réseaux de transport et de distribution dans le contexte du marché européen de l'électricité.
- la R&D développe et expérimente de nouvelles fonctionnalités de pilotage du réseau de distribution en présence de production décentralisée. Ce mode de pilotage innovant permet, à partir d'une estimation de l'état du réseau de maintenir la tension sur le réseau HTA dans sa plage contractuelle même en présence de moyens de production décentralisés.
- la R&D développe des outils avancés de prévisions de consommation et de production ENR variable ; elle travaille en partenariat avec les organismes météo pour faire évoluer les référentiels météorologiques pour la gestion des systèmes électriques ; elle développe également des outils pour améliorer la prévision des pertes et des bilans énergétiques à différentes mailles géographiques ;
- la R&D poursuit des travaux de développement d'outils de gestion prévisionnelle des réseaux en présence de production ENR variable. La gestion prévisionnelle permet d'anticiper les arbitrages sur les flux de puissance, la production injectée par les installations ENR et les indisponibilités d'ouvrages sur les réseaux. Les fonctions développées pour les réseaux HTA sont en cours d'élargissement aux réseaux basse-tension ;
- la R&D apporte son appui dans le déploiement des compteurs Linky, développés par Enedis ; elle explore aussi les évolutions des systèmes de comptage qui devront intégrer les nouveaux modèles d'activités dans le marché électrique et les nouvelles réglementations ;
- la R&D expérimente également des systèmes de pilotage des usages électriques basés sur l'infrastructure Linky. Ces expérimentations permettent notamment de montrer la faisabilité de l'effacement de charges et des nouveaux types de flexibilités offertes par le véhicule électrique, les installations distribuées de stockage et les solutions d'autoconsommation ;
- la R&D travaille également à l'intégration optimale de ressources décentralisées renouvelables dans des réseaux de petite taille avec comme objectif la facilitation d'une transition vers un mix électrique local décarboné. Plusieurs démonstrateurs de micro-grids ont été implémentés avec succès dans des réseaux insulaires par EDF SEI avec l'appui d'EDF R&D ; ils font interagir des installations ENR et de

stockage avec les moyens de production conventionnels. Les travaux portent notamment sur l'optimisation du pilotage, l'expérimentation d'un fonctionnement en régime îloté et l'analyse des apports fonctionnels des micro-grids dans une complémentarité entre un réseau interconnecté et un réseau local.

- la R&D travaille enfin sur des solutions innovantes pour la gestion des portefeuilles production-consommation et des risques associés. Il s'agit d'anticiper les conséquences du développement des nouveaux moyens de production et/ou nouveaux usages décentralisés sur la gestion des systèmes énergétiques, d'évaluer les enjeux liés à l'articulation entre les flexibilités globales (production, fournisseurs, marchés de l'énergie) et les flexibilités locales des Systèmes Énergétiques Distribués.

Les activités des deuxième et troisième axes conduites au profit d'Enedis sont mises en œuvre dans le cadre du contrat de prestations de services conclu entre la R&D d'EDF et Enedis.

Afin de préparer les solutions à ces nouveaux défis, un certain nombre de démonstrateurs électriques intelligents ont été développés en France et en Europe, dans une démarche coopérative. La R&D y a largement participé. Un retour d'expérience de ces démonstrateurs en 2017 a permis d'en tirer les enseignements et de cibler les leviers et prioriser les solutions à développer (modèles d'affaires, architecture des marchés et régulation de l'énergie). Ces projets ont aussi été l'occasion de réfléchir et d'innover avec les filières électriques et des nouvelles technologies de l'information et de la communication (NTIC) pour mieux adapter les équipements aux besoins de flexibilité du système électrique de demain.

La recherche sur les systèmes électriques s'appuie sur d'importants moyens d'essais :

- les laboratoires d'essais électriques haute-tension permettant de réaliser pour tout type de matériel électrique des essais de qualification et d'investigation de très grande variété : grande puissance, endurance mécano-climatique, di-électriques, longue durée et vieillissement « grande puissance » ; la station d'essais de grande puissance a bénéficié en 2017 d'un important programme de rénovation ;
- les plateformes d'essais sur les systèmes de conduite, les objets et systèmes communicants, les équipements de comptage, les courants porteurs en ligne et le *smart charging* des véhicules électriques ;
- le moyen d'essais Concept Grid : Concept Grid est un réseau électrique à échelle réduite dont la finalité est de tester et d'éprouver l'insertion des matériels innovants et des systèmes « intelligents » constitutifs d'un *smart grid* avant leur installation sur le réseau.

1.6.2.3 Consolider et développer des mix de production compétitifs et décarbonés

Dans le domaine de la production nucléaire, hydraulique et thermique, la R&D d'EDF développe des outils et méthodes pour améliorer la sûreté des moyens de production, optimiser leur durée de fonctionnement et accroître leurs performances de production et environnementales. Trois objectifs majeurs sont prioritaires : pérenniser l'atout nucléaire du Groupe, développer les énergies renouvelables en réduisant leurs coûts et en accroissant leur insertion dans les systèmes électriques et améliorer l'acceptabilité environnementale de nos ouvrages de production.

Pour conforter et pérenniser l'avantage nucléaire du Groupe, la R&D travaille à protéger le patrimoine d'EDF en inscrivant ses actions dans le cadre de la démarche d'amélioration de la sûreté des installations, en cherchant à développer ses performances et étendre sa durée de fonctionnement. En 2017, la R&D a par exemple réalisé l'épreuve de l'enceinte en béton de la maquette VeRcors située au Centre R&D des Renardières. Cette maquette VeRcors est une double enceinte de confinement en béton à l'échelle 1/3 représentative d'un bâtiment réacteur 1 300 MW. Les résultats de l'épreuve enceinte réalisée en mars 2017 servent à consolider le jumeau numérique de cette enceinte qui vise à prédire les phénomènes de vieillissement du béton de l'enceinte et donc sa durée de fonctionnement. Une épreuve enceinte est programmée tous les ans, et ainsi au bout de 5 épreuves (du fait de l'épaisseur de l'enceinte VeRcors 1/3 plus faible que pour les enceintes réelles), le jumeau numérique sera en capacité de prédire avec un bon degré de confiance le vieillissement de l'enceinte au-delà de 40 ans.

Par ailleurs, les actions dans le domaine nucléaire portent également sur les questions liées au cycle du combustible. Elles incluent la conception de nouvelles

centrales, en particulier celles de quatrième génération et les petits réacteurs modulaires (*Small Modular Reactor – SMR*).

Enfin, les actions de la R&D contribuent à la connaissance et à la maîtrise de l'impact des installations sur l'environnement et symétriquement à la prise en compte des risques environnementaux sur les outils industriels. La R&D étudie ainsi les perspectives d'évolution de la disponibilité de la ressource en eau liée à l'évolution du climat et des territoires. Les travaux de la R&D fournissent ainsi des éléments de compréhension sur les risques et sur les conséquences possibles pour le parc de production (disponibilité de la source froide, capacités de modulation, optimisation de placement).

Pour soutenir ces programmes, la R&D développe des outils de simulation numériques et des moyens d'essais expérimentaux, ainsi que les outils capables de gérer les nouveaux défis posés par la croissance des masses de données numériques, la sécurité informatique et les nouvelles technologies de l'information et de la communication. EDF a lancé en 2017 ConnexLab à Saclay pour tester de nouveaux concepts d'exploitation et de maintenance. ConnexLab s'inscrit dans la démarche de transition numérique pour la Filière Nucléaire en associant AREVA NP (aujourd'hui Framatome) et CEA, des Équipementiers, des Entreprises de maintenance, des Fournisseurs de modèles numériques.

La R&D d'EDF, en lien avec d'autres acteurs européens du nucléaire, est à l'initiative de NUGENIA, association internationale à but non lucratif créée en mars 2012 et dont l'objectif est de devenir le cadre unique de coopération en R&D en Europe pour les systèmes nucléaires de deuxième et troisième générations et ce, au sein de la plateforme européenne SNETP (*Sustainable Nuclear Energy Technology Platform*). L'association regroupe en 2017 111 membres de 25 pays, industriels, entités de recherche, autorités de sûreté... EDF assure la présidence de cette association qui facilitera la création de synergies et de projets communs entre membres ou avec des programmes nationaux de R&D dans les domaines suivants : sûreté et analyse de risques, accidents graves, cœur et performance des réacteurs, intégrité et vieillissement des composants, combustibles, déchets et démantèlement, « *Design* génération III innovateur », avec également des enjeux transverses en matière d'harmonisation des pratiques (principalement dans le domaine de la sûreté) et de contrôles et évaluations non destructifs.

La deuxième priorité est celle de l'appui au développement des énergies renouvelables. Celles-ci jouent un rôle grandissant dans le paysage énergétique européen et mondial, et EDF, acteur déjà important, souhaite accroître encore ses positions dans ce domaine.

S'agissant des énergies renouvelables, du stockage et de l'hydrogène, la R&D a pour objectif d'identifier les ruptures technologiques à forts enjeux compétitifs et contribuer à faire émerger industriellement les technologies les plus prometteuses, en partenariat avec le monde académique et industriel. Les énergies renouvelables et les solutions de stockage étudiées par EDF sont multiples : hydraulique, photovoltaïque, éolien terrestre et en mer, solaire thermodynamique, biomasse, énergies de la mer, géothermie, batteries électrochimiques, volants d'inertie, batteries à flux, électrolyseurs, piles à combustibles (hydrogène).

La R&D travaille également au développement des outils et méthodes pour renforcer les performances d'exploitation et optimiser les coûts des projets de systèmes de production d'électricité à base d'énergies renouvelables et de stockage du groupe EDF, dans le but :

- de contribuer à la réussite des projets éoliens en mer, posés et flottants, de EDF EN en France et au Royaume-Uni en réduisant les risques des investissements : la R&D d'EDF apporte par exemple son expertise dans les projets éoliens *offshore* du groupe EDF, notamment pour l'expertise du *design* du système de turbine et de fondation de l'éolienne, pour la certification des turbines, pour les méthodes d'évaluation du productible, en réduisant les incertitudes. La R&D prépare également l'avenir en étudiant les technologies d'éolien *offshore* flottant ;
- d'accroître la compétitivité des projets PV et l'éolien du groupe EDF, par l'amélioration des performances (maintenance prédictive) et par l'allongement de la durée de vie des installations PV et éolien, la qualification des performances apportées par des innovations, notamment *via* des démonstrateurs avec des éoliennes de grande taille, et aussi de montrer les réductions possible pour l'hydrolien ;
- d'aider le groupe EDF à accéder à de nouveaux marchés, notamment pour gagner une première référence dans le CSP, et réussir le déploiement de l'offre d'autoconsommation Mon soleil et moi sans injection sur le réseau ;
- d'améliorer la performance opérationnelle : la R&D participe par exemple au développement d'un outil d'analyse des performances des éoliennes terrestres et

teste des solutions pour valoriser une ferme éolienne dans un marché électrique par une régulation performante intégrant conjointement plusieurs dimensions (optimisation de la production, maintenance, durée de vie, services systèmes) afin d'améliorer les performances opérationnelles d'EDF EN EDF R&D évalue et teste également l'apport de nouveaux champs d'activité pour améliorer la performance des métiers (réalité virtuelle et augmentée, imprimantes 3D, pâles furtives...);

- de maîtriser l'impact technico-économique sur le système électrique, et d'assurer l'équilibre du système électrique tout en intégrant les énergies renouvelables. Les travaux portent sur la définition des modalités d'insertion des énergies renouvelables dans les réseaux électriques. Ceci suppose l'analyse de différentes solutions permettant l'intégration des énergies renouvelables variables et l'évaluation des contraintes et des coûts de leur intégration dans les grands systèmes : stockage, *super grids*, *smart grids*, pilotage de la demande, etc. ;
- d'imaginer les services et offres qu'EDF pourrait offrir à ses clients dans le domaine du stockage stationnaire et de concevoir les meilleurs assemblages Stockage / Enr / convertisseurs en fonction des usages afin d'optimiser les coûts d'investissements et d'exploitation ;
- d'anticiper et contribuer à l'émergence des grandes ruptures à venir dans les domaines des ENR et du stockage (technologiques ou en modèle d'affaire) et les évaluer ;
- d'accélérer le déploiement d'innovations internes et externes vers les métiers.

En 2017, la R&D a également renforcé son implication dans les programmes de recherche collaboratifs Européens H2020 sur les ENR et le stockage : Projet ROMEO, dédié à l'optimisation des stratégies de maintenance de l'éolien en mer grâce à des techniques d'intelligence artificielle, projet FLOTEC, qui accompagne et vise à effectuer le retour d'expérience de l'industrialisation de l'hydrolienne flottante Scot Renewable, Projet SCORE, qui vise à optimiser un système énergétique du bâtiment intégrant le stockage hybride, Projet CREATE, dédié à l'étude de l'intérêt technico-économique du stockage thermique dans les bâtiments, projet Next-CSP, qui développe un démonstrateur de système solaire thermodynamique (CSP) à tour à Haute Température sur la plateforme de Thémis en France.

La troisième priorité vise à améliorer l'acceptabilité environnementale de nos ouvrages de production. Le changement climatique, la baisse marquée de la biodiversité et les ressources limitées de la planète rendent légitime le choix d'EDF pour un mix énergétique bas carbone. Les actions de la R&D ont pour but de :

- contribuer par son expertise scientifique et technique aux modalités de mise en œuvre et d'évolution d'une réglementation environnementale proportionnée aux enjeux ;
- justifier que nos installations de production sont au niveau des meilleures techniques disponibles à un coût économiquement acceptable et valoriser ces MTD dans les nouveaux projets ;
- connaître et maîtriser nos impacts sur les milieux aquatiques et terrestres, valoriser nos actions de progrès, limiter et valoriser nos sous-produits,
- savoir anticiper et répondre aux évolutions du changement climatique, par exemple mieux connaître la robustesse des sources froides des centrales à l'horizon du changement climatique ;
- contribuer à valoriser nos actions positives auprès des parties prenantes dans les territoires.

1.6.3 L'INTERNATIONAL ET LES PARTENARIATS

Pour la réalisation de ses programmes de recherche et de développement, la R&D d'EDF noue de nombreux partenariats dans le monde avec pour objectifs de maintenir son expertise au meilleur niveau mondial pour les disciplines au cœur des enjeux d'EDF et de compléter ses champs de compétences internes.

La politique partenariale de la R&D se concrétise sous diverses formes tant au niveau national qu'international.

En France, la R&D a mis en place depuis plusieurs années une quinzaine de laboratoires communs avec des partenaires académiques et des centres techniques ou industriels et participe notamment avec eux à des projets de recherche collaborative financés par différents guichets nationaux. Chaque laboratoire commun est l'occasion de créer une équipe mixte autour d'une problématique

scientifique et technique partagée, dans le but de créer de la valeur, de l'expertise et de la connaissance pour tous les partenaires, et constitue un atout pour participer à des projets coopératifs. La R&D soutient également quelques chaires d'enseignement et de recherche ciblées.

Dans le domaine de la R&D nucléaire, l'accord tripartite entre le CEA, EDF et AREVA a fait l'objet d'un accord sur la R&D nucléaire début 2014 qui a été renouvelé en 2017 (Framatome a été substituée à Areva). Ce nouvel accord « Institut » vise à accroître la coordination des programmes de R&D entre partenaires et à disposer de programmes définis en référence à des objectifs, notamment industriels, explicités. Ceci se traduit notamment par :

- la mise en place d'une équipe programme tripartite (EPT), en charge de la supervision et de la coordination des programmes. Cette équipe est composée de quatre membres par partenaire, soit un total de 12 membres ;
- la déclinaison de ces programmes en projets suivis par l'EPT ;
- la mise en œuvre de ces programmes dans le cadre des laboratoires communs existants.

En parallèle, l'accord tripartite sur la R&D entre le CEA, l'IRSN et EDF, a fait l'objet de discussions en 2014, ayant abouti à la signature d'un accord quadripartite associant AREVA NP (aujourd'hui Framatome) et permettant une coordination accrue avec la démarche « Institut ».

La R&D est également présente au sein des Instituts de la transition énergétique (ITE), mis en place dans le cadre du Programme d'Investissements d'avenir :

- l'Institut photovoltaïque Île-de-France (IPVF) : cet institut, dont EDF est l'un des membres fondateurs, vise les ruptures technologiques pour une énergie photovoltaïque compétitive dans le marché. L'institut regroupera à terme 150 chercheurs environ issus des différents partenaires autour d'équipements de pointe qui seront localisés à Saclay ; Le nouveau bâtiment destiné à accueillir l'IPVF a été terminé à l'automne 2017. Cet ensemble immobilier d'environ 8 000 m² de surface de plancher et qui associe des espaces tertiaires et des laboratoires est situé sur le Campus de Paris Saclay, à quelques encablures d'EDF Lab. L'installation des équipes et des moyens d'essais a pu démarrer en décembre 2017 ;
- France Énergies Marines, sur les énergies de la mer et l'éolien en mer ;
- SuperGrid sur le thème des grands réseaux de transports pour raccorder les sites de production en énergies renouvelables éloignés ;
- Vedecom sur la mobilité électrique ;
- Efficacity sur l'efficacité énergétique et la ville durable ;
- INEF 4 dans le domaine de la réhabilitation des bâtiments et la construction durable.

EDF est également à l'initiative de ConnexTy, un programme de R&D ayant pour objectif de rapprocher grâce au numérique les acteurs de la filière nucléaire afin de simplifier l'exploitation, la préparation des chantiers et la conception des centrales. Pour ce faire un nouveau laboratoire a vu le jour en novembre 2017, ConnexLab à EDF Lab Paris-Saclay.

EDF est aussi membre fondateur d'associations européennes reconnues au niveau européen, comme Nugenia pour le nucléaire ou EASE pour le stockage.

Depuis le début des années 2000, EDF dispose d'un centre de recherche en Allemagne – EIFER – en collaboration avec le *Karlsruhe Institute of Technology* (KIT). Ce centre se consacre principalement à la production décentralisée (pile à combustible, hydrogène), aux villes et territoires durables, à la géothermie et aux biofuels. Ce centre vient de se réorganiser pour donner plus d'importance à la thématique Hydrogène d'une part et innovations sur les technologiques et les *business models* se développant en Allemagne dans le cadre de l'ÉnergieWende. Dans le domaine de l'hydrogène, l'année 2017 a vu la montée en puissance de la coopération entre le centre de recherche japonais CRIEPI avec EIFER et le centre R&D d'Edison. Le centre EIFER appuie également la filiale commerciale EDF Deutschland dans ses projets de développement commercial sur le marché allemand par l'intégration de solutions innovantes dans ses offres.

Depuis 2010, l'activité de recherche s'est renforcée à l'international autour de plusieurs centres : au Royaume-Uni, en Chine, à Singapour, aux États-Unis et en Italie.

Le centre britannique consolide les positions du Groupe dans l'écosystème de la recherche britannique, notamment avec l'université de Strathclyde dans le domaine des renouvelables ainsi qu'avec l'université de Manchester, l'Imperial College, le

1. PRÉSENTATION DU GROUPE EDF

Propriétés immobilières

National Nuclear Laboratory (NNL) ou l'université de Bristol dans le domaine du nucléaire. En 2012, ce centre de recherche a été transformé en entité juridique indépendante : EDF Energy R&D UK Centre Ltd. Cette filiale est rattachée à EDF Energy. Ce nouveau statut permet d'accroître la visibilité d'EDF et la capacité de recherche en Grande-Bretagne, en lien avec la stratégie de développement du Groupe. Le centre est ainsi un appui direct pour le développement des activités des « *business units* » d'EDF Energy que ce soit dans le domaine du nucléaire existant (extension de durée de vie des réacteurs AGR, déconstruction), et dans les nouveaux projets avec la mise en place d'une antenne à Bristol pour soutenir le projet HPC. Le centre est également pleinement mobilisé, dans le *digital* clients ou les projets éoliens *offshore* dont il est le centre de référence pour tous les projets du Groupe en France et à l'international.

Le centre basé à Pékin est un atout pour participer aux démonstrateurs chinois de grande taille portant sur les réseaux intelligents, ou les installations nucléaires (voir section 1.4.5.3.6.1 « Activités en Chine »). Le centre s'est réorganisé en 2017 pour être directement en appui des « *business units* » d'EDF Chine en cohérence avec le plan stratégique « Go 2020 » d'EDF Chine. Il en est ainsi dans les domaines de la ville durable et plus largement des projets locaux multi énergies alliant électricité, réseaux de chaleur et de froid. Il est également en appui de la nouvelle business unit de développement dans les énergies renouvelables établie en Chine et le centre poursuit la coopération engagée avec l'Institute of Electrical Engineering de l'Académie chinoise des sciences sur des travaux de recherche et d'innovation effectués sur une plateforme d'expérimentation pour les technologies solaires thermodynamiques, située à Badaling. Enfin, le centre a développé un partenariat approfondi avec le centre de recherche CEPRI (China Electric Power Research Institute) de l'opérateur de réseau State Grid dans le domaine des réseaux et notamment de la problématique d'intégration des énergies renouvelables dans les réseaux.

L'équipe de R&D d'Edison en Italie a notamment pour mission de piloter l'ensemble des programmes de recherche sur le gaz pour le groupe EDF. En soutien aux objectifs de développement commercial d'Edison, le centre a également développé des programmes dans le domaine du digital client et de la « maison connectée » et ce en partenariat avec les équipes de R&D France et du Royaume Uni dont les « *business units* » font face aux mêmes enjeux de développement de nouveaux services aux clients dans des marchés totalement ouverts à la concurrence. Ces travaux s'appuient sur le laboratoire conjoint entre Edison et l'université de Turin créé sur ces sujets en 2015. Comme indiqué ci-dessus, le centre R&D d'EDISON participe activement aux travaux de recherche dans le domaine hydrogène.

Aux États-Unis, le secteur R&D et Innovation est l'un des plus importants et dynamiques au monde. EDF dispose depuis plusieurs années d'une équipe de R&D et Innovation, installée dans la Silicon Valley, qui accompagne le développement d'EDF aux États-Unis et contribue à l'innovation dans le Groupe. Les domaines d'activité de EDF Innovation Lab couvrent notamment l'analyse des tendances technologiques et digitales et réglementaires, l'évaluation de nouveaux modèles d'affaire pour le Groupe aux USA en lien avec les ressources d'énergie distribuées et les *microgrids*. À ce titre, EDF Innovation Lab a appuyé la Direction Internationale d'EDF qui commercialise une offre d'accès à l'électricité « *offgrid* » dans certains pays africains avec la société californienne OGE. EDF Lab participe depuis 2017 à plusieurs projets de démonstration innovants dans la mobilité électrique ou les *microgrids*. EDF Innovation Lab contribue également aux partenariats développés de longue date par EDF avec des organismes d'excellence comme l'EPRI et le MIT, entre autres. Il vient de lancer une initiative de partenariat avec Stanford.

1.7 PROPRIÉTÉS IMMOBILIÈRES

1.7.1 ACTIFS IMMOBILIERS TERTIAIRES - EDF ET ENEDIS EN FRANCE

Le pôle Immobilier d'EDF, qui regroupe la Direction de l'Immobilier Groupe et ses filiales immobilières rattachées, assure en France les fonctions de prestataire immobilier des entités d'EDF et d'Enedis en gérant et en optimisant un parc immobilier de 5,0 millions de mètres carrés de locaux tertiaires, dont 58 % appartiennent en pleine propriété au Groupe et 42 % sont loués auprès de tiers. En

À Singapour, début 2014, EDF labs Singapour a été créé pour se consacrer principalement à la promotion et à la mise en œuvre du savoir-faire du Groupe dans le domaine de la ville durable et à porter les différentes offres décrites ci-dessus vis-à-vis des agences urbaines singapouriennes. Dans le cadre du nouveau contrat sur la Ville du Futur signé en novembre 2017 entre EDF et le *Housing Development Board* de Singapour, le principal constructeur de logement de la ville, EDF a poursuivi l'incrémentation de son outil 3D innovant de modélisation urbaine avec de nouveaux modules intégrant les îlots de chaleur, la mobilité. L'année 2017 marque le développement d'une nouvelle activité dans le domaine des *microgrids* à coût compétitif pour les zones insulaires ou non connectées d'Asie du Sud Est alimentés à ce jour par des groupes diesels. Le centre a signé mi-octobre 2017 avec l'université NTU un accord pour le développement, la construction et l'exploitation dans un but de recherche d'un démonstrateur *microgrid* innovant et à coût compétitif sur l'île de Semakau situé sur le territoire de Singapour.

1.6.4 POLITIQUE DE PROPRIÉTÉ INTELLECTUELLE

La propriété industrielle joue un rôle majeur dans la protection des technologies et des savoir-faire du groupe EDF face à la concurrence, ainsi que dans la valorisation de ce patrimoine au travers de concessions de licences.

EDF a la volonté de renforcer son portefeuille de propriété industrielle dans le but de mieux tirer parti de ses capacités d'innovation et de son expertise technologique. Ce portefeuille est constitué par des brevets ainsi que par des logiciels enregistrés et des savoir-faire formalisés.

Brevets

Fin 2017, le portefeuille d'EDF comprend 604 innovations brevetées et protégées par 1 855 titres de propriété en France et à l'étranger.

Le renforcement du portefeuille de brevets est prioritaire. Il a pour but de faciliter les coopérations de R&D, d'apporter une protection au développement des activités d'EDF, de contribuer à l'image externe d'EDF, de renforcer la motivation des chercheurs et de mieux valoriser les inventions.

En 2017, EDF a déposé 64 demandes de brevets ⁽¹⁾ (63 en 2016).

Marques

« EDF » est une marque déposée dans plus de 90 pays. Le nom du Groupe est un élément essentiel de son image et de son patrimoine : aussi, cette marque, les noms de domaines Internet et les logos EDF font-ils l'objet d'une surveillance constante, afin de les protéger contre toute utilisation frauduleuse risquant de porter atteinte à l'image du Groupe. Par ailleurs, à l'issue des travaux de valorisation de la marque « EDF », la Société a mis en place des contrats de licence de marque avec les filiales utilisant la marque « EDF ».

Le Groupe a également déposé de nombreuses autres marques, en particulier celles liées à l'activité de ses différentes filiales.

Le portefeuille de marques du groupe EDF à fin 2017 compte environ 456 dénominations, protégées par plus de 1 280 titres.

2017, environ 210 actifs tertiaires ont été cédés, représentant une surface utile d'environ 0,4 millions de mètres carrés. Parmi ces 210 actifs, un portefeuille de 186 sites a été cédé par Sofilo.

Le pôle Immobilier assure les fonctions de gestion patrimoniale, de gestion locative et d'exploitation technique des bâtiments ainsi que d'exploitation-maintenance des installations et de services à l'occupant, en mettant à disposition des surfaces par un système de sous-location aux entités et unités du Groupe. En prenant à bail auprès de tiers, la Direction de l'Immobilier a pris des engagements de location sur la période 2018-2032 pour EDF à hauteur de 942 millions d'euros.

(1) Il est précisé qu'Enedis a déposé trois demandes de brevet.

1.7.2 PARTICIPATION DES EMPLOYEURS À L'EFFORT DE CONSTRUCTION

EDF est assujéti à l'obligation de participer chaque année à l'effort de construction à hauteur de 0,45 % de sa masse salariale, ce qui représente 18,7 millions d'euros pour l'année 2017 (18,4 millions d'euros en 2016).

En contrepartie du versement de ces fonds, les salariés d'EDF bénéficient de services et de prestations destinés à faciliter leur mobilité résidentielle : aide à la location, aide à l'accession à la propriété, aide à la mobilité, conseil en financement.

1.7.3 PRÊTS D'ACCESSION À LA PROPRIÉTÉ

Dans le cadre de sa politique sociale, EDF aide ses salariés à acquérir leur résidence principale grâce à un partenariat conclu avec un organisme bancaire, la SOCRIF. Celui-ci assure la production, le financement et la gestion des prêts aux salariés de l'entreprise. EDF assure auprès de cet organisme la compensation de l'écart entre le taux bonifié auquel cet organisme prête aux agents d'EDF et le taux résultant de la consultation bancaire réalisée ayant permis de retenir cet organisme.

Au 31 décembre 2017, l'encours résiduel non titrisé des créances « Accession à la propriété » s'élève à 2,1 millions d'euros au bilan d'EDF (2,7 millions d'euros au 31 décembre 2016).

1.

1. PRÉSENTATION DU GROUPE EDF

2 FACTEURS DE RISQUES ET CADRE DE MAÎTRISE

2.1 RISQUES AUXQUELS LE GROUPE EST EXPOSÉ	106	2.4 PROCÉDURES JUDICIAIRES ET ARBITRAGES	133
2.1.1 Risques liés à la régulation des marchés de l'énergie	107	2.4.1 Procédures concernant EDF	133
2.1.2 Risques liés au contexte concurrentiel et général	110	2.4.2 Procédures concernant les filiales et participations d'EDF	137
2.1.3 Risques liés à la transformation du Groupe	112	2.4.3 Litiges postérieurs à la clôture de l'exercice 2017	140
2.1.4 Risques liés à la performance opérationnelle du Groupe	114	2.5 ASSURANCES	140
2.1.5 Risques spécifiques liés aux activités nucléaires du Groupe	117	2.5.1 Organisation et Politique Assurances	140
2.2 LA MAÎTRISE DES RISQUES ET DES ACTIVITÉS DU GROUPE	125	2.5.2 Recours aux captives et aux mutuelles d'assurance	141
2.2.1 Environnement de contrôle	125	2.5.3 Assurances responsabilité civile (hors responsabilité civile nucléaire)	141
2.2.2 La mise en œuvre des dispositifs de maîtrise des risques et activités	128	2.5.4 Assurance responsabilité civile des mandataires sociaux	141
2.3 FACTEURS DE DÉPENDANCE	132	2.5.5 Assurance dommages (hors biens nucléaires)	141
2.3.1 Domaine du cycle du combustible nucléaire	132	2.5.6 Assurance spécifique aux activités d'exploitant d'installations nucléaires	142
2.3.2 Domaine du développement et de la maintenance des centrales	132	2.5.7 Primes	142

2. FACTEURS DE RISQUES ET CADRE DE MAÎTRISE

Risques auxquels le Groupe est exposé

Le Groupe exerce son activité dans un environnement en forte évolution induisant de nombreux risques, dont certains échappent à son contrôle, et qui s'ajoutent aux risques inhérents à l'exercice de ses métiers. Le Groupe décrit ci-dessous les risques significatifs auxquels il estime être exposé. Ces risques ou l'un de ces risques pourraient avoir une incidence négative sur son activité ou ses résultats. En outre, d'autres risques, dont il n'a pas actuellement connaissance ou qu'il considère comme non significatifs à ce jour, pourraient avoir le même effet négatif.

Les risques présentés ci-dessous à la section 2.1 « Risques auxquels le Groupe est exposé », concernent les risques liés à la régulation des marchés de l'énergie, les risques liés au contexte économique, concurrentiel et sociétal, les risques liés à la transformation et à la performance opérationnelle du Groupe et les risques spécifiquement liés aux activités nucléaires du Groupe.

Le Groupe est confronté en particulier à des risques juridiques dans l'ensemble de ses activités et sur ses différents marchés. Les risques juridiques découlant notamment du cadre législatif et réglementaire, des activités opérationnelles, des partenariats mis en place et des contrats conclus avec les clients et les fournisseurs sont décrits ci-après et mentionnés dans les sections 2.1 « Risques auxquels le Groupe est exposé » et 2.3 « Facteurs de dépendance ». Les principaux litiges, procédures et arbitrages auxquels le Groupe est partie sont décrits à la section 2.4 « Procédures judiciaires et arbitrages ».

Les dispositifs mis en place par le Groupe pour mettre sous contrôle les risques et activités auxquels il est exposé sont décrits dans la section 2.2 « La maîtrise des risques et activités du groupe EDF ».

La section 2.5 décrit le programme d'assurances dont le groupe EDF s'est doté.

2.1 RISQUES AUXQUELS LE GROUPE EST EXPOSÉ

Le Groupe exerce son activité dans un environnement en forte évolution induisant de nombreux risques, dont certains sont exogènes. Ils s'ajoutent aux risques inhérents à l'exercice de ses métiers. Le Groupe décrit ci-dessous les principaux risques auxquels il estime être exposé. Ces risques ou l'un de ces risques pourraient avoir une incidence négative sur son activité ou ses résultats. En outre, d'autres risques, dont il n'a pas actuellement connaissance ou qu'il considère comme non significatifs à ce jour, pourraient avoir le même effet négatif.

Les enjeux associés aux risques auxquels le Groupe est exposé sont multi-critères. Ils peuvent être stratégiques ou opérationnels et peuvent dépendre des réglementations comme du contexte économique ou général.

Les risques induits par des facteurs exogènes au Groupe sont décrits dans les sections 2.1.1 et 2.2.2.

Les risques liés à la régulation des marchés de l'énergie sont décrits la section 2.1.1 « Risques liés à la régulation des marchés de l'énergie », et notamment celle de l'électricité, avec une nécessaire prise en considération :

- des règles de concurrence, et plus particulièrement en Europe et en France où se situe l'essentiel des activités du Groupe ;
- des politiques publiques dans le domaine de l'énergie.

À la section 2.1.2 « Risques liés au contexte économique et général », sont décrits les risques induits par l'exposition sur les marchés de l'énergie sur lesquels opère le Groupe, ainsi que les risques induits par l'évolution de la concurrence et des nouvelles attentes sociétales, de la conjoncture économique et des éléments de

politique publique ou de régulation générale dans les différents pays et territoires où s'exercent les activités du Groupe.

Les risques induits par les facteurs endogènes au Groupe sont décrits dans les sections 2.1.3, 2.1.4 et 2.1.5.

À la section 2.1.3 « Risques liés à la transformation du Groupe » sont décrits les risques associés à l'évolution du portefeuille et du modèle d'activité du groupe EDF, et à ses transformations, dans ses activités industrielles, de services et de ventes.

À la section 2.1.4 « Risques liés à la performance opérationnelle du Groupe » sont décrits les risques associés à la maîtrise de ses activités opérationnelles dans ses différentes activités industrielles, de services et de ventes.

La section 2.1.5 est consacrée aux risques spécifiques liés à l'activité nucléaire du Groupe, qui induit des facteurs de risques complémentaires et des dispositions particulières, notamment eu égard aux exigences premières de la sûreté nucléaire et au caractère capitaliste de long terme de l'activité.

L'exposition au risque peut varier en fonction du périmètre géographique et de la durée. L'impact potentiel de ces risques peut ainsi se situer à des horizons de temps très différents, du très court terme inférieur à l'année, à un très long terme qui peut être de plusieurs dizaines d'années, voire plus en fonction de la nature de l'activité industrielle.

Le périmètre géographique d'exposition des principaux risques du Groupe est décrit dans le tableau ci-dessous.

Principaux facteurs de risques		Périmètre d'exposition
Régulation des marchés de l'énergie § 2.1.1	■ Modes de valorisation par la régulation des solutions bas carbone	France – Europe – International
	■ Évolution du cadre réglementaire des tarifs	France – Europe – International
	■ Évolution du cadre réglementaire sur le renouvellement des concessions	France – Italie – Europe
	■ Transition énergétique induisant une profonde transformation du portefeuille d'activités du Groupe	France – Europe – International
	■ Évolution des politiques énergétiques induisant un frein au développement du Groupe	France – Europe – International
	■ Compensation insuffisante des missions d'intérêt général	France
Contexte concurrentiel et général § 2.1.2	■ Concurrence accrue sur les marchés de l'énergie	France – Europe – International
	■ Exposition aux marchés de gros de l'énergie	France – Europe – International
	■ Conjoncture économique défavorable	France – Europe – International
	■ Saisonnalité des activités	France – Europe – International
	■ Expositions au risque climatique	France – Europe – International
	■ Évolution du cadre réglementaire environnemental et sanitaire	France – Europe – International
	■ Vulnérabilité induite par le contexte ou les circonstances politiques, macroéconomiques ou financières d'une région ou d'un pays	France – Europe – International
	■ Évolution des normes comptables internationales	France – Europe – International
Transformation du Groupe § 2.1.3	■ Difficulté à réaliser l'évolution du portefeuille d'activités en fonction des objectifs visés	France – Europe – International
	■ Maintien des capacités à valoriser les synergies et les solutions intégrées amont/aval et avec les filiales du Groupe	France – Europe – International
	■ Capacité à réaliser les opérations d'acquisition et de cessions du Groupe, et d'atteindre les objectifs visés	France – Europe – International
	■ Maintien des capacités à adapter et à développer les compétences en fonction des besoins du Groupe	France – Europe – International
	■ Maintien des capacités à assurer les engagements sociaux et financiers de long terme du Groupe	France – Europe – International
Performance opérationnelle du Groupe § 2.1.4	■ Capacité à améliorer la performance opérationnelle et financière	France – Europe – International
	■ Obtention et renouvellement des autorisations administratives	France – Europe – International
	■ Maîtrise des grands projets	France – Europe – International
	■ Capacité à déployer la transition numérique	France – Europe – International
	■ Attaques malveillantes contre les systèmes d'information	France – Europe – International
	■ Maîtrise des risques industriels	France – Europe – International
	■ Santé au travail	France – Europe – International
	■ Qualité du dialogue social et climat social	France – Royaume-Uni – Italie
	■ Défaillance de contreparties du Groupe	France – Europe – International
	■ Risques financiers	France – Europe – International
	■ Risques de réputation	France – Europe – International
Activités nucléaires du Groupe § 2.1.5	■ Sécurité en exploitation	France – Royaume-Uni
	■ Capacité à poursuivre la durée d'exploitation	France – Royaume-Uni
	■ Capacité à réaliser industriellement le Grand carénage	France
	■ Capacité à construire et à exploiter les réacteurs EPR	France – Royaume-Uni – Chine
	■ Dépendance industrielle pour des compétences spécifiques	France – Europe – International
	■ Capacité à intégrer Framatome et à développer les synergies	France – Europe – International
	■ Capacité à assurer la maîtrise du cycle du combustible	France – Royaume-Uni
	■ Capacité à assurer la maîtrise de la déconstruction des réacteurs et le traitement ultime des déchets radioactifs	France – Royaume-Uni
	■ Exercice de la responsabilité civile nucléaire	France – Royaume-Uni

Des ordres de grandeur des impacts financiers potentiels liés à la survenance de certains risques pris isolément sont mentionnés à titre indicatif et non exhaustif, dans le corps de la présente section 2.1.

Certains risques peuvent également se transformer en opportunités potentielles pour le Groupe.

Les dispositifs mis en place par le Groupe pour mettre sous contrôle les risques auxquels il est exposé sont décrits dans la section 2.2 « La maîtrise des risques et des activités du groupe EDF ».

2.1.1 RISQUES LIÉS À LA RÉGULATION DES MARCHÉS DE L'ÉNERGIE

La régulation du marché des quotas d'émissions de CO₂ comme la variation des prix de ces quotas sont susceptibles d'affecter la rentabilité du Groupe et ses objectifs en matière de solutions énergétiques bas carbone.

Il existe un risque, potentiellement induit par une régulation inadaptée, que les prix de CO₂ demeurent bas et ne permettent pas un développement suffisant des solutions énergétiques bas carbone, au détriment à la fois de la lutte contre l'effet de serre planétaire et du Groupe. Ceci peut constituer un risque de perte d'opportunité pour la valorisation des solutions énergétiques bas carbone du Groupe.

2. FACTEURS DE RISQUES ET CADRE DE MAÎTRISE

Risques auxquels le Groupe est exposé

Une partie importante des revenus du Groupe provient d'activités soumises à des tarifs réglementés dont la variation et les conditions d'application pourraient avoir un impact sur les résultats du Groupe.

En France, une partie importante des revenus du groupe EDF dépend de tarifs réglementés fixés par les pouvoirs publics ou les autorités de régulation (tarif réglementé de vente et Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité (TURPE), (voir section 1.5.3 « Cadre réglementaire » et section 1.5.2 « Service public en France »). Ce mode de fixation des tarifs avec intervention des autorités de régulation se retrouve dans d'autres pays où le Groupe est présent.

Les principes définissant le droit aux tarifs ont été réaffirmés en France dans la loi NOME n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 et codifiés aux articles L. 337-7 à L. 337-9 et L. 445-5 du Code de l'énergie (voir section 1.4.2.1.3 « Les contrats aux tarifs réglementés de vente d'électricité »). La CRE peut proposer aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie de décider de limiter, voire de bloquer les hausses de tarifs, à qualité de service équivalente, le défaut d'opposition des ministres dans un délai de trois mois valant approbation. Des parties prenantes remettent en cause les arrêtés tarifaires devant les tribunaux. Engie a notamment introduit le 24 août 2017 devant le Conseil d'État un recours pour excès de pouvoir contre la décision du 27 juillet 2017 relative aux tarifs réglementés de vente, soutenant que les tarifs seraient contraires au droit de l'Union européenne.

La loi NOME a également mis en place en France un Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique (ARENH), au bénéfice des fournisseurs d'électricité concurrents d'EDF (voir section 1.4.3.3 « Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique (ARENH) »). Le prix de l'ARENH, qui est régulé, est une des références de prix utilisées pour la fixation des tarifs réglementés. De plus, les conditions de mise en œuvre de l'ARENH, ouvrant de nombreuses options en faveur des fournisseurs alternatifs, donnent à ceux-ci des opportunités d'arbitrage sur les marchés au détriment d'EDF, ce qui expose donc EDF symétriquement à des incertitudes majeures qui impactent négativement l'efficacité de sa gestion des risques marchés énergies (voir section 2.2.2.1.1 « Contrôle des risques marchés énergies »). Plus largement, le Groupe vend une part significative de sa production d'électricité sur les marchés européens à des tarifs réglementés ou contractualisés, qui comportent une indexation plus ou moins forte sur les prix de marché. En France comme dans les autres pays, le Groupe ne peut pas garantir que les tarifs réglementés de vente ou d'achat seront toujours fixés à un niveau qui lui permette de préserver sa capacité d'investissement à court, moyen et long termes et son intérêt patrimonial, en assurant une juste rémunération du capital investi par le Groupe dans ses actifs de production, de transport et de distribution.

À titre d'illustration, la régularisation en France des tarifs réglementés de vente pour la période s'étendant du 1^{er} août 2014 au 31 juillet 2015, à la suite de l'arrêt du Conseil d'État du 15 juin 2016 et à la publication au Journal officiel le 2 octobre 2016 des arrêtés tarifaires rectificatifs s'est élevée à un montant brut de 1 030 millions d'euros.

Le Groupe exerce parfois ses activités de production, de transport, de distribution ou de fourniture dans le cadre de concessions de service public et n'est pas toujours propriétaire des actifs qu'il exploite.

Le Groupe n'est pas toujours propriétaire des actifs qu'il utilise pour ses activités et, dans ce cas, opère fréquemment sous le régime de la concession de service public.

Ainsi, en France, Enedis n'est pas propriétaire de l'ensemble des actifs des réseaux de distribution : il les exploite dans le cadre de contrats de concession passés avec les collectivités locales (voir section 1.4.4.2.2 « Activités de distribution »), qui lui accordent le droit exclusif d'exercice des missions de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité. Ces contrats de concession de distribution publique d'électricité sont des contrats tripartites liant l'autorité concédante, le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés. Il résulte de la loi que seuls Enedis et les Entreprises Locales de Distribution (ELD) dans leur zone de desserte (ainsi qu'EDF pour les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental) peuvent être désignés comme gestionnaires des réseaux publics de distribution d'électricité et que seuls EDF et les ELD dans leur zone de desserte peuvent être désignés pour exercer la mission de fourniture aux tarifs réglementés. Ainsi, aujourd'hui, lors du renouvellement d'un contrat de concession, Enedis et EDF ne peuvent pas être mis en concurrence avec d'autres acteurs. Le Groupe ne peut toutefois pas garantir que de telles dispositions ne seront pas modifiées dans le futur par voie législative (voir section 1.5.5 « Les concessions de distribution publique d'électricité »). Par ailleurs, le renouvellement

de ce type de contrat pourrait ne pas être obtenu aux mêmes conditions économiques pour le Groupe.

Le déploiement par le gestionnaire du réseau de distribution Enedis des compteurs « communicants » (Linky) a commencé en décembre 2015, pour se poursuivre jusqu'en 2021 (voir section 1.4.4.2.4 « Enjeux futurs »). Des difficultés techniques, administratives ou des problèmes d'acceptabilité concernant la fourniture des appareils ou leur pose sont toutefois susceptibles de remettre en cause ces échéanciers et les coûts associés.

En France, RTE est à la fois propriétaire et gestionnaire du réseau public de transport en application d'un cahier des charges type de concession, signé par le ministre de l'Industrie (décret n° 2006-1731 du 23 décembre 2006 – voir sections 1.4.4.1 « Transport – Réseau de Transport d'Électricité (RTE) » et 1.5.3.2 « Législation française : Code de l'énergie »).

Les ouvrages de production hydraulique en France sont exploités dans le cadre de concessions accordées par l'État pour les ouvrages dont la puissance est supérieure ou égale à 4,5 MW et dans le cadre d'autorisations préfectorales pour les ouvrages de moins de 4,5 MW (voir section 1.5.6.2.4 « Réglementation applicable aux installations hydrauliques »). Les enjeux associés au renouvellement des concessions hydrauliques en France sont précisés à la section 1.4.1.5.1.4 « Les enjeux de la production hydraulique ».

Le groupe EDF ne peut pas garantir qu'il obtiendra le renouvellement en sa faveur de chacune des concessions qu'il exploite actuellement, ni que le renouvellement d'une concession se fera dans les conditions économiques de la concession initiale. Le Groupe ne peut non plus garantir que l'indemnisation qui serait versée par l'État en cas de cessation anticipée de l'exploitation d'une concession permettra une compensation intégrale du manque à gagner supporté par le Groupe, ni que la réglementation future concernant le plafonnement des redevances n'évoluera pas dans un sens qui pourrait être préjudiciable au Groupe. Ces éléments pourraient avoir un impact négatif sur ses activités et sa situation financière.

Le Groupe exerce également ses activités dans le cadre de concessions de distribution ou de production d'électricité dans d'autres pays où il est présent, notamment en Italie, dans le domaine de la production hydraulique. En fonction du contexte propre à chaque pays, les concessions de transport, de distribution ou de production pourraient ne pas être maintenues ou renouvelées en sa faveur avec une évolution des conditions économiques du cahier des charges de la concession, ce qui aurait un impact négatif sur ses activités et sa situation financière.

Le cadre juridique qui organise en Europe la libéralisation du secteur de l'énergie demeure récent. Ce cadre pourrait encore évoluer dans le futur et devenir plus contraignant.

Les activités du Groupe, en France et à l'étranger, sont soumises à de nombreuses réglementations (voir section 1.5 « Environnement législatif et réglementaire »). Par ailleurs, et même au sein de l'Union européenne, où les directives ne font que fixer le cadre général, le régime juridique peut varier d'un pays à l'autre.

Ce cadre juridique, qui organise la libéralisation du secteur de l'énergie, est relativement récent. Il est donc susceptible d'évolutions futures (« Paquet Énergie ») qui pourraient être défavorables au Groupe et notamment entraîner des coûts supplémentaires, ne pas être en adéquation avec le modèle de développement du Groupe, modifier le contexte concurrentiel dans lequel le Groupe opère, ou affecter la rentabilité des unités de production actuelles ou futures.

La prochaine Programmation Pluriannuelle de l'énergie en France ou d'autres politiques énergétiques dans les pays où exerce le Groupe sont susceptibles de conduire à de profondes transformations ou de freiner le Groupe dans son développement par rapport à ses concurrents.

La loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte se traduit par des indications ou contraintes supplémentaires sur l'outil de production (objectif de part du nucléaire dans la production d'électricité française de 50 % à l'horizon 2025, plafonnement de la capacité totale autorisée de production nucléaire à 63,2 GW) ainsi que sur la gouvernance de l'entreprise (obligation pour tout exploitant produisant plus du tiers de la production nationale d'électricité d'établir un plan stratégique présentant les actions qu'il s'engage à mettre en œuvre pour respecter les objectifs fixés dans la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) et instauration auprès de ces exploitants d'un Commissaire du Gouvernement pouvant s'opposer aux décisions d'investissement dont la réalisation serait incompatible avec les objectifs du plan stratégique ou de la PPE). Lors du Conseil des ministres du 7 novembre 2017⁽¹⁾, le Gouvernement français a pris acte des études menées par RTE qui montrent que l'échéance de

(1) <http://www.gouvernement.fr/conseil-des-ministres/2017-11-07/trajectoire-d-evolution-de-l-energie-electrique>.

2025 soulève d'importantes difficultés de mise en œuvre au regard des engagements de la France en matière climatique alors que la France dispose aujourd'hui d'une électricité parmi les plus faiblement carbonées d'Europe.

Dans le même temps, les autorités compétentes ou certains États pourraient, en vue de préserver ou de favoriser la concurrence sur certains marchés de l'énergie, prendre des décisions contraires aux intérêts économiques ou financiers du Groupe ou impactant son modèle d'opérateur intégré (voir en particulier les sections 1.5.3.1 « Législation européenne » et 2.4.1 « Procédures concernant EDF »).

Bien qu'EDF se conforme et continuera à se conformer aux lois et aux règles applicables en termes de concurrence et de non-discrimination, des concurrents ont engagé ou pourraient engager des contentieux au titre du non-respect de ces règles, qui pourraient être tranchés dans un sens défavorable aux intérêts du Groupe.

Des évolutions de la réglementation en matière de certificats d'économies d'énergie (CEE) pourraient entraîner un alourdissement des obligations d'EDF et des coûts y afférents.

En France, le dispositif des certificats d'économies d'énergie (CEE), prévu aux articles L. 221-1 et suivants du Code de l'énergie, fait peser une obligation d'économies d'énergie sur les fournisseurs d'énergie. Il fixe un objectif triennal d'économies d'énergie entre les obligés en fonction de leurs volumes de vente et des sanctions financières en cas de non-respect des objectifs. La loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte a modifié le dispositif des CEE pour la troisième période du dispositif en ajoutant à l'obligation initialement prévue un dispositif complémentaire relatif aux économies d'énergie réalisées au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique. Le décret n° 2017-690 du 2 mai 2017 fixe sur la période 2018-2020 le niveau global des obligations, avec un doublement des objectifs par rapport à la troisième période (voir section 1.5.6.1 « Réglementations générales en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité »). Les tarifs réglementés de vente d'électricité progressent en moyenne de 0,8 % au premier février 2018, pour les clients particuliers et petits professionnels. Cette augmentation décidée par le Gouvernement français est conforme à la proposition de la Commission de régulation de l'énergie en date du 11 janvier 2018 pour notamment prendre en compte la hausse de l'obligation pesant sur les fournisseurs en matière de certificats d'économies d'énergie. Un accroissement de la concurrence entre fournisseurs d'énergie, la crise économique, ou la diminution des principaux gisements peuvent induire une difficulté supplémentaire dans l'atteinte de cet objectif triennal. Le Groupe ne peut pas garantir que les coûts commerciaux induits par le respect de l'objectif triennal soient pleinement répercutés dans les tarifs d'énergie, ce qui serait de nature à dégrader la situation financière du Groupe.

Les lois et les règlements qui exigent que les activités de transport et de distribution soient gérées de manière indépendante limitent le contrôle sur ces activités.

Conformément aux lois et règlements en vigueur, EDF a mis en place une gestion indépendante de son réseau de transport par rapport aux activités de production et de commercialisation et a procédé à la filialisation de son activité de transport. Filialisé depuis le 1^{er} septembre 2005, RTE est le propriétaire et gestionnaire du réseau français de transport d'électricité, qu'il exploite, entretient et développe. Le 31 mars 2017, EDF a finalisé la cession de 49,9 % du capital de la société détenant la totalité des titres de RTE depuis décembre 2016. Au terme de la transaction, EDF, la Caisse des Dépôts et CNP Assurances sont coactionnaires de la Coentreprise de Transport d'Électricité détenant la totalité du capital de RTE. RTE étant une filiale régulée, gérée en toute indépendance au sens des dispositions du Code de l'énergie, EDF est susceptible d'être affecté par une limitation ou une perte de contrôle de certaines décisions stratégiques et opérationnelles pouvant avoir un impact sur les perspectives et la rentabilité de son activité de transport en France (voir section 1.5 « Environnement législatif et réglementaire »). Parallèlement, dans le respect des dispositions du Code de l'énergie, EDF continuera, en sa qualité d'actionnaire, à supporter certains risques liés à l'activité de RTE, aux responsabilités éventuelles vis-à-vis des tiers et aux éléments pouvant affecter la rentabilité des actifs.

Conformément aux lois et règlements en vigueur, EDF a mis en place une gestion indépendante de son réseau de distribution par rapport aux activités de production et de commercialisation et a procédé à la filialisation de son activité de distribution. L'activité de distribution est assurée par Enedis qui a pour objet principal l'exploitation et le développement du réseau public de distribution d'électricité. Enedis est opérationnelle depuis le 1^{er} janvier 2008. Enedis étant une filiale régulée,

gérée en toute indépendance au sens des dispositions du Code de l'énergie, EDF est susceptible d'être affecté par une limitation ou une perte de contrôle de certaines décisions stratégiques et opérationnelles pouvant avoir un impact sur les perspectives et la rentabilité de son activité de distribution en France (voir section 1.5 « Environnement législatif et réglementaire »). Parallèlement, dans le respect des dispositions du Code de l'énergie, EDF continuera, en sa qualité d'actionnaire, à supporter certains risques liés à l'activité d'Enedis, aux responsabilités éventuelles vis-à-vis des tiers et aux éléments pouvant affecter la rentabilité des actifs.

Il pourrait en être de même dans des pays ou régions où le Groupe est propriétaire ou gère des réseaux de transport ou de distribution et où il est soumis au même type de contraintes réglementaires.

Le développement d'un marché européen intégré de l'électricité pourrait être freiné par un retard dans les nécessaires adaptations du système électrique européen.

Le développement d'un marché européen intégré de l'électricité repose en particulier sur l'adaptation du système électrique européen, notamment en matière d'infrastructures de transport et d'interconnexions. Cette adaptation doit prendre en compte de nouvelles données en matière de politiques énergétiques locales, nationales et européennes, de demandes en énergie, et d'offres en matière de production, avec notamment une place croissante des énergies intermittentes. Elle peut requérir une mobilisation d'importantes ressources financières et du temps pour mener à bien ces adaptations.

La longueur de cette période transitoire dans la nécessaire adaptation du système électrique européen, qui pourrait s'étendre de cinq à dix ans au regard notamment des programmes d'investissement dans les réseaux de transport et les interconnexions en Europe dans les dix ans à venir, pourrait induire une difficulté complémentaire pour le Groupe pour développer de nouvelles synergies entre les différentes entités du Groupe ou pour proposer de nouvelles offres compétitives.

EDF est chargé de certaines missions d'intérêt général, notamment de service public, rémunérées par des mécanismes qui pourraient ne pas assurer une compensation complète des surcoûts encourus au titre de ces obligations, ou qui pourraient être remis en cause.

Le Contrat de service public conclu entre l'État et EDF le 24 octobre 2005 précise les objectifs et les modalités de mise en œuvre des missions de service public assignées à EDF par la loi (articles L. 121-1 et suivants du Code de l'énergie notamment) et prévoit également les mécanismes de compensation en faveur d'EDF pour ce qui est de la prise en charge de ces missions (voir section 1.5.2 « Service public en France »).

Le développement des énergies renouvelables raccordées en direct sur le réseau de distribution risque de saturer, dans certaines régions, les capacités d'accueil des postes sources et des réseaux. Cette situation est susceptible de générer localement des risques de déséquilibre et des risques de contentieux si Enedis est conduit à découpler certains producteurs ou à les raccorder avec un retard significatif. De nouveaux investissements pourraient être rendus nécessaires dans ces régions, avec des risques de non-prise en compte des coûts associés.

EDF ne peut assurer que les mécanismes de compensation prévus par les dispositions légales et réglementaires qui lui sont applicables dans le cadre de la prise en charge de ces missions de service public permettront une compensation intégrale des surcoûts encourus en raison de la prise en charge de ces missions. EDF ne peut garantir que ces mécanismes de compensation ne seront jamais remis en cause ou que les mécanismes existants permettront de couvrir intégralement les éventuels surcoûts liés à la prise en charge par EDF d'obligations nouvelles dans le cadre de ces missions de service public, en particulier à l'occasion de la négociation d'un nouveau Contrat de service public.

Si l'un de ces événements devait se produire, il pourrait avoir un impact négatif sur l'activité d'EDF, ses résultats et la situation financière du Groupe.

Le montant prévisionnel des charges de service public de l'énergie à compenser en France en 2018 pour EDF s'élève à 7 389,6 millions d'euros, en augmentation par rapport aux années précédentes (délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 13 juillet 2017 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2018).

2. FACTEURS DE RISQUES ET CADRE DE MAÎTRISE

Risques auxquels le Groupe est exposé

2.1.2 RISQUES LIÉS AU CONTEXTE CONCURRENTIEL ET GÉNÉRAL

Le Groupe doit faire face à une concurrence accrue sur les marchés européens de l'énergie, notamment sur le marché français de l'électricité, qui est son principal marché.

En France, depuis le 1^{er} juillet 2007, le marché de l'électricité est totalement ouvert à la concurrence. Tous les clients d'EDF ont la faculté de choisir leur fournisseur d'électricité et peuvent en conséquence choisir n'importe lequel de ses concurrents (voir section 1.4.2.1 « Présentation du marché en France »). EDF s'est préparé à faire face à la concurrence, dans un contexte d'accroissement de l'intensité concurrentielle (nouvelles attentes des clients, nouvelles réglementations, émergence de nouveaux acteurs, fusions entre opérateurs existants, évolution des prix de marché, etc.). Cette évolution a eu et pourra encore avoir, à consommation et prix constants, un impact négatif sur le chiffre d'affaires du Groupe en France. Enfin, pour atteindre ses objectifs, EDF doit adapter ses dépenses de commercialisation ; cette situation a un impact négatif sur sa rentabilité. Ailleurs en Europe, en fonction des situations concurrentielles, le Groupe est confronté à des contextes différents (ouverture plus ou moins totale des marchés, position des concurrents, régulation, etc.). Le type de concurrence auquel le Groupe doit faire face dans ces différents pays, l'évolution dans le temps de cette concurrence et son effet sur les activités et les résultats du Groupe sont donc variables d'un pays à l'autre. Ils dépendent notamment du degré de profondeur du marché et de sa régulation dans le pays concerné et d'autres facteurs sur lesquels le Groupe n'a pas de contrôle.

Dans ce contexte, et même si le Groupe estime que le marché européen de l'électricité présente des opportunités, notamment dans le développement de nouveaux usages de l'électricité bas carbone, et les besoins de services énergétiques et d'efficacité énergétique, le Groupe pourrait ne pas être en mesure de défendre ses parts de marché ou de gagner les parts de marché escomptées ou encore risque de voir diminuer sa marge, ce qui aurait un impact négatif sur ses activités, sa stratégie et sa situation financière.

Le Groupe est exposé, pour vendre sa production, directement ou indirectement, aux prix des marchés de gros européens de l'énergie et des marchés de capacités en cours de déploiement, dont les niveaux pourraient donc impacter sa situation financière.

Le Groupe opère, principalement en Europe, sur les marchés de l'énergie à travers ses activités de production et de commercialisation. À ce titre, le Groupe est exposé aux variations de prix des marchés de gros de l'énergie (électricité, gaz, charbon, produits pétroliers). Ces fluctuations sont particulièrement importantes dans le contexte actuel des prix des marchés de gros de l'énergie en Europe (voir section 5.1.2 « Éléments de conjoncture »).

En France, depuis la fin des tarifs réglementés pour les entreprises, le Groupe est exposé aux prix de marché. Le degré d'exposition dépend du niveau de souscription au dispositif ARENH, lui-même dépendant du niveau de prix de marché : l'exposition au marché en France est ainsi maximum lorsqu'aucun volume ARENH n'est souscrit et est alors estimée à environ 80 % de la production EDF France.

Le contexte constaté ces dernières années des prix bas des marchés européens de l'électricité, s'il se prolonge durablement, expose le Groupe aussi bien au niveau de son chiffre d'affaires que de la valorisation de ses actifs. Les niveaux de prix durablement bas font peser de fortes incertitudes sur le chiffre d'affaires, la marge escomptée et le résultat. Ces niveaux de prix peuvent également affecter, s'ils se prolongent, la rentabilité des unités de production du Groupe, principalement en Europe, et les conditions de leur entretien voire de leur renouvellement.

Différents facteurs agissent sur ces niveaux de prix : les prix des commodités sur les marchés mondiaux, l'équilibre entre l'offre et la demande, mais aussi les politiques tarifaires, fiscales ou les subventions allouées à certains moyens de production. Le Groupe ne peut donc pas garantir qu'il pourra éviter des impacts défavorables sur le développement de ses activités, la valorisation de ses actifs et sa situation financière, selon l'évolution des prix des marchés de l'électricité.

Le Groupe gère son exposition aux risques principalement à travers des achats et des ventes sur les marchés de gros. Il s'agit, exception faite des marchés des produits pétroliers, de marchés récents qui sont encore en cours de développement. Ainsi, le manque de liquidité peut limiter la capacité du Groupe à couvrir son exposition aux risques dans le marché de l'énergie. Par ailleurs, ces marchés restent, pour certains, en partie cloisonnés par pays, en raison notamment de l'insuffisance des interconnexions. En outre, ces marchés peuvent connaître des fluctuations

importantes et difficilement prévisibles de prix à la hausse comme à la baisse, ainsi que des crises de liquidité.

La gestion des risques marchés énergies s'inscrit dans le cadre de la politique risques marchés énergies déployée par le Groupe (voir section 2.2.2.2.1 « Contrôle des risques marchés énergies »). Le Groupe assure la couverture de ses positions sur ces marchés par l'intermédiaire de produits dérivés tels que *futures*, *forwards*, *swaps* et options négociés sur les marchés organisés ou de gré à gré. Le Groupe ne peut cependant pas garantir une protection totale notamment contre les risques de liquidité et les fluctuations importantes des cours, qui pourraient avoir un impact négatif significatif sur sa situation financière et sur la valorisation de ses actifs (voir note 40 « Gestion des risques marchés et de contrepartie » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2016).

Par ailleurs, le contexte actuel des prix des marchés de gros de l'énergie en Europe impacte la rentabilité de certains outils de production, en particulier les centrales thermiques à flamme, et ce, pour l'ensemble des producteurs européens. Des marchés de capacité sont progressivement mis en place dans plusieurs pays européens, mais avec des approches différentes. Cela pourrait éventuellement permettre de limiter le risque de fermeture ou de mise sous cocon de certains actifs de production nécessaires à la sécurité d'alimentation.

Les activités du Groupe pourraient être pénalisées par une conjoncture économique défavorable.

Les activités du Groupe sont sensibles aux cycles économiques et à la conjoncture dans les zones géographiques dans lesquelles le Groupe opère. Tout ralentissement économique dans ces zones conduirait à une baisse de la consommation d'énergie, des investissements et de la production industrielle par les clients du Groupe et, par conséquent, aurait un effet négatif sur la demande en énergie et sur les services proposés par le Groupe. Un tel contexte pourrait, par exemple, remettre en question la rentabilité de certains actifs du Groupe, existants ou en projet, ou fragiliser certaines des contreparties du Groupe (voir section 5.1.2 « Éléments de conjoncture »). La situation actuelle, globalement surcapacitaire, du parc européen de production d'électricité est davantage fragilisée par l'arrivée de nouveaux moyens de production fortement subventionnés dans un contexte économique où la consommation reste stable, voire diminue. Le Groupe ne peut pas garantir que les effets d'un ralentissement économique dans les zones géographiques où il opère soient sans impact négatif significatif sur ses activités, son résultat d'exploitation, la valeur de ses actifs, sa situation financière ou ses perspectives.

Par ailleurs, le Groupe est exposé aux fluctuations des cycles de croissance économique et aux niveaux respectifs d'investissements des différents pays dans lesquels il est présent. Un ralentissement de l'économie générale ou locale, des fluctuations importantes des prix et de la disponibilité de l'énergie et des matières premières, une baisse de la demande en énergie et en services associés sur les marchés principaux du Groupe, des événements affectant ses principaux clients, des déséquilibres marqués entre l'offre et la demande sur les marchés principaux du Groupe, et plus généralement toute dégradation majeure de l'environnement macroéconomique ou microéconomique dans lequel opère le Groupe sont autant de risques qui pourraient affecter directement ou indirectement les volumes d'affaires, les marges du Groupe, la valeur de ses actifs, sa situation financière ou ses perspectives.

Le Groupe est exposé aux risques liés aux conditions climatiques et à la saisonnalité de l'activité.

La consommation d'électricité a un caractère saisonnier et dépend notamment des conditions climatiques. Ainsi, en France, la consommation d'électricité est en principe plus importante pendant les mois d'hiver. Par ailleurs, la production disponible peut aussi dépendre des conditions climatiques. Ainsi, une faible hydraulicité ou de fortes chaleurs pourraient contraindre la production nucléaire du fait de l'obligation de respecter les températures limites des fleuves en aval des ouvrages. La production hydraulique est également sensible à la pluviométrie (en quantité et en répartition annuelle) et au niveau d'enneigement des massifs montagneux (voir section 1.4.1.5.1 « Production hydraulique en France »). De même, la production des parcs éoliens ou solaires dépend des conditions de vent ou d'ensoleillement des sites sur lesquels ces parcs sont installés (voir section 1.4.1.5.3 « EDF Énergies Nouvelles »). Les activités de services peuvent elles-mêmes dépendre de périodes de pointes, en hiver, comme en été.

Les résultats du Groupe reflètent donc le caractère saisonnier de la demande et peuvent être affectés négativement par des conditions climatiques exceptionnelles ou par des conditions de pluie, de neige, de vent ou d'ensoleillement moins favorables que prévues. Le Groupe pourrait par exemple devoir compenser la moindre disponibilité de moyens de production économiques par des moyens ayant

un coût de production plus élevé, ou en étant contraint de recourir au marché de gros à des prix élevés.

Le Groupe est exposé aux effets physiques et de transition du changement climatique.

Les actifs et les activités du groupe EDF sont susceptibles d'être affectés significativement par les éventuels effets physiques et sociétaux du changement climatique. Ces effets peuvent être difficilement prévisibles et pourraient avoir des conséquences défavorables sur la condition financière du Groupe, ses résultats opérationnels, ses flux de trésorerie ou ses installations. Des évolutions réglementaires nouvelles liées au changement climatique pourraient également avoir un impact négatif sur l'activité d'EDF. La stratégie du Groupe d'adaptation au changement climatique est décrite dans la section 3.3.1 « Stratégie de décarbonation du Groupe » et 3.3.2 « Stratégie d'adaptation au changement climatique ».

Le Groupe doit respecter des règles de plus en plus contraignantes en matières environnementale et sanitaire, qui sont des sources de coûts et peuvent engager la responsabilité du Groupe.

Les activités du Groupe sont soumises à des règles en matière de protection de l'environnement et de santé publique de plus en plus nombreuses et exigeantes, tant au niveau français qu'au niveau européen.

Ces règles concernent les activités industrielles de production du Groupe, ainsi que les activités de commercialisation d'énergie et de fourniture de services énergétiques, qui doivent par exemple intégrer dans leurs offres la notion de maîtrise de la demande d'énergie (pour une description des réglementations en matière d'environnement, d'hygiène et de sécurité applicables au Groupe, ainsi que des réglementations futures susceptibles d'avoir un impact sur ses activités, voir les sections 1.5.6.1 « Réglementations générales en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité » et 1.5.6.2 « Réglementations applicables aux installations et activités du groupe EDF »).

Le cadre réglementaire français s'est renforcé avec l'entrée en vigueur de la loi relative au devoir de vigilance des sociétés mères et des entreprises donneuses d'ordre, imposant à ces sociétés de mettre en œuvre des mesures relatives à l'activité de la Société et de l'ensemble des sociétés qu'elles contrôlent destinées à identifier les risques et à prévenir les atteintes graves envers les droits humains et les libertés fondamentales, la santé et la sécurité des personnes ainsi que l'environnement, résultant directement ou indirectement de l'activité des sociétés mères et des entreprises donneuses d'ordre, des sociétés qu'elles contrôlent ou de leurs sous-traitants ou fournisseurs.

Le non-respect de ces réglementations présentes ou à venir pourrait exposer le Groupe à des contentieux significatifs (voir section 2.4 « Procédures judiciaires et arbitrages »). La responsabilité du Groupe pourrait se trouver engagée, même s'il n'a commis aucune faute ou violation des règles applicables, et le Groupe pourrait se trouver contraint de réparer des violations, dommages ou préjudices causés par des entités qui ne faisaient alors pas partie du groupe EDF et dont le Groupe aurait ensuite repris les installations.

Ces réglementations peuvent faire l'objet d'un durcissement significatif de la part des autorités nationales ou européennes (voir section 1.5 « Environnement législatif et réglementaire »), ce qui aurait un impact négatif sur les activités du Groupe et sa situation financière. Le Groupe effectue une veille en continu afin d'évaluer l'impact de changements réglementaires sur l'activité du Groupe. Les dispositions mises en œuvre sont décrites à la section 3.2 « Exigences environnementales et sociétales ».

Le respect des règles actuelles par le Groupe, ainsi que leur potentielle évolution, a eu et pourrait avoir pour résultat d'accroître le niveau des charges d'exploitation et d'investissements nécessaires. Le Groupe pourrait même se trouver dans l'obligation de fermer certaines installations qui ne pourraient être mises en conformité avec les règles nouvelles. Par ailleurs, d'autres règles, plus contraignantes ou portant sur des domaines nouveaux qui ne sont pas envisagés aujourd'hui, pourraient être adoptées par les autorités compétentes et avoir un effet similaire.

Enfin, la perception externe des parties prenantes de la politique du Groupe en matière de développement durable pourrait être altérée, ce qui pourrait se traduire par une dégradation de la notation extra-financière et de l'image du Groupe.

L'État français, en sa qualité d'actionnaire majoritaire, peut influencer sur les activités ou les décisions prises par le Groupe.

En application de l'article L. 111-67 du Code de l'énergie, l'État est l'actionnaire principal d'EDF et doit demeurer propriétaire d'au moins 70 % de son capital. En droit français, un actionnaire majoritaire contrôle la plupart des décisions sociales, et

notamment les résolutions devant être adoptées en Assemblée générale (en particulier l'élection et la révocation des membres du Conseil d'administration, la distribution de dividendes et la modification des statuts, y compris dans le cadre d'augmentations de capital ou d'opérations de fusion ou d'apport). Par ailleurs, la limite légale de dilution de la participation de l'État pourrait limiter la capacité d'EDF à recourir aux marchés de capitaux ou à réaliser des opérations de croissance externe.

Les résultats du référendum au Royaume-Uni sur le retrait de l'Union européenne sont susceptibles d'avoir un effet négatif sur les conditions économiques globales, les marchés financiers et les activités d'EDF.

En juin 2016, une majorité de citoyens du Royaume-Uni a voté en faveur du retrait de l'Union européenne à l'occasion d'un référendum national. Les conséquences de ce référendum, ainsi que les modalités d'un retrait du Royaume-Uni, font l'objet de négociations dans le cadre de la procédure de retrait prévue par l'article 50 du Traité sur l'Union européenne. Le Conseil Européen du 15 décembre 2017 a permis d'engager la deuxième phase de négociations. De nombreuses politiques sont susceptibles d'évoluer (monétaire, fiscale, économique, énergétique...). L'impact sur le contexte économique et financier (notamment croissance, taux de change et inflation) et l'impact pour le Groupe de ces évolutions peuvent exister dès la phase transitoire ou une fois la situation stabilisée. Ces impacts vont dépendre du contenu des négociations, non seulement entre le Royaume-Uni et l'Union européenne, mais également avec les autres parties prenantes, notamment avec le Commonwealth, les États-Unis et la Chine.

Le référendum a créé une incertitude importante sur les futures relations entre le Royaume-Uni et l'Union européenne, y compris en ce qui concerne les lois et règlements d'origine européenne que le Royaume-Uni décidera de remplacer ou de répliquer en cas de retrait. Par ailleurs, un retrait du Royaume-Uni de l'Union européenne pourrait conduire à des évolutions de la politique énergétique, au sein de l'Union européenne ou au Royaume-Uni, et des textes relatifs à l'activité nucléaire.

Le projet de loi habilitant le Premier ministre britannique à mettre en œuvre le droit de retrait conformément à l'article 50 du Traité sur l'Union européenne, approuvé par la Chambre des Communes le 1^{er} février 2017, prévoit la sortie conjointe de la Communauté Européenne de l'Énergie Atomique instituée par le traité dénommé Euratom à laquelle le Royaume-Uni avait adhéré le 1^{er} janvier 1973, en même temps que l'adhésion à la Communauté Économique Européenne. Des accords spécifiques seront étudiés en conséquence en vue de permettre la poursuite de la coopération dans le domaine nucléaire et la continuité opérationnelle, le Royaume-Uni demeurant membre de l'Agence Internationale de l'Énergie Atomique. Des retards dans la mise en place ou le déploiement des nouvelles dispositions pourraient toutefois être de nature à perturber le déroulement des projets en cours ou à venir.

L'impact de l'ensemble de ces évolutions sur l'activité du Groupe au Royaume-Uni demeure limité à court terme, voir section 1.4.5.1 « Royaume-Uni ». Il peut cependant se traduire par une aggravation de la situation économique conduisant à une restriction du marché de l'énergie. L'évolution de l'environnement monétaire et économique, le contexte déflationniste ou inflationniste, les fluctuations potentielles à venir des taux de change, les nouvelles adaptations des acteurs économiques, peuvent conduire autant à de nouveaux risques qu'à de nouvelles opportunités pour le Groupe sur le marché du Royaume-Uni.

Ce nouveau contexte peut conduire à modifier les conditions de rentabilité des projets et à réinterroger voire éloigner des investisseurs associés aux futurs projets du Groupe au Royaume-Uni ou en Europe.

Ces développements, les incertitudes qui y sont associées, ainsi que la perception que l'un d'entre eux puisse intervenir, sont susceptibles d'affaiblir l'activité économique européenne, de menacer la stabilité de son environnement réglementaire et induire des fluctuations significatives des taux de change (voir le facteur de risque « Risque de taux de change » ci-dessous). Ceci pourrait avoir un effet défavorable significatif sur les conditions économiques mondiales, et plus particulièrement sur les activités, la santé financière et les résultats opérationnels du Groupe, notamment au Royaume-Uni.

Le Groupe exerce ses activités dans de nombreux pays et peut se trouver exposé à des périodes d'instabilité politique, économique ou sociale.

Le Groupe est exposé au « risque pays » dans la mesure où les conditions économiques, financières, politiques, ou sociales d'un pays dans lequel le Groupe exerce ses activités sont susceptibles d'affecter ses intérêts financiers. Les élections à venir dans les pays dans lesquels le Groupe exerce son activité sont susceptibles de contribuer à la survenance d'un environnement d'incertitude politique, et donc d'incertitude législative et réglementaire, et à une détérioration potentielle des

2. FACTEURS DE RISQUES ET CADRE DE MAÎTRISE

Risques auxquels le Groupe est exposé

conditions économiques dans l'hypothèse notamment de la sortie d'un pays de la zone euro ou de l'Union européenne. Un changement significatif dans l'environnement politique ou macroéconomique pourrait conduire EDF à devoir supporter des charges et/ou des dépenses additionnelles afin de s'adapter et se conformer à ce nouvel environnement.

Les activités du Groupe à l'international sont précisées à la section 1.4.5 « Activités du Groupe à l'international ». Certains investissements et engagements du Groupe sont exposés aux risques et incertitudes liés aux activités exercées dans des pays pouvant connaître, ou ayant connu, des périodes d'instabilité politique ou économique. Plusieurs pays dans lesquels le Groupe est présent ont une réglementation moins développée et moins protectrice, maintiennent ou pourraient mettre en place des contrôles ou restrictions sur le rapatriement des bénéfices et des capitaux investis, fixent ou pourraient fixer des taxes et redevances spécifiques affectant les activités énergétiques ou des règles contraignantes quant à l'activité des groupes internationaux. Dans ces pays, repérés notamment à travers l'évaluation portée par des groupes d'assurance-crédit (dont la COFACE), le secteur de l'électricité fait également l'objet d'une régulation parfois en forte évolution ou qui pourrait être influencée par des considérations politiques, sociales et autres, qui pourraient influencer sur les activités ou la situation financière des filiales du Groupe dans un sens contraire à ses intérêts. La survenance de l'un de ces événements pourrait avoir un impact négatif sur les activités et la situation financière du Groupe.

Enfin, le Groupe a développé ou construit un portefeuille d'*Independent Power Plants* (IPP) dans différentes régions du monde et notamment au Brésil, au Vietnam, au Laos et en Chine, dans lequel il assure un ou plusieurs rôles (ingénierie, maîtrise d'ouvrage, maîtrise d'œuvre, investisseur, exploitant). À ces différents titres, la responsabilité du Groupe peut se trouver engagée ou la performance financière du Groupe peut être affectée, notamment par une rentabilité économique des IPP inférieure à ses prévisions, par la remise en cause des contrats d'achats d'électricité à long terme ou des clauses de *pass-through* lorsqu'elles existent ou par une évolution notable des règles du marché de l'électricité du pays concerné.

Risques liés à l'évolution des normes IFRS applicables par le Groupe.

Les comptes consolidés du groupe EDF au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2017 ont été établis selon les normes comptables internationales applicables publiées par l'IASB (International Accounting Standards Board) et telles qu'approuvées par l'Union européenne au 31 décembre 2017 (voir note 1.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017).

Ce référentiel évolue, et de nouvelles normes ou interprétations sont en cours de préparation ou d'approbation par les organismes internationaux compétents. Le Groupe étudie l'impact potentiel de ces normes ou interprétations mais ne peut préjuger ni de leur évolution ni de leurs impacts éventuels sur ses états financiers consolidés.

2.1.3 RISQUES LIÉS À LA TRANSFORMATION DU GROUPE

La stratégie de développement du Groupe pourrait ne pas être mise en œuvre conformément aux objectifs définis par le Groupe

Le Groupe entend poursuivre son développement en tant qu'électricien performant et responsable, champion de la croissance bas carbone en France, dans ses pays cœurs en Europe (Royaume-Uni, Italie, Belgique) et à l'international conformément à la stratégie CAP2030, en combinant la recherche de relais de croissance à la valorisation des actifs existants. La stratégie et les leviers de la transformation du Groupe sont décrits dans la section 1.3 « Stratégie du groupe EDF ». Le modèle intégré du Groupe notamment amont/aval permet une meilleure maîtrise des risques liés aux aléas physiques et de marché, dans une optique de maximisation de la marge brute, voir section 1.4 « Description des activités du Groupe ». Afin de se donner les moyens de sa stratégie, le Groupe met ainsi en place des programmes de développement, de réorganisation, d'accroissement de la rentabilité (voir facteur de risque ci-dessous intitulé « Le Groupe met en œuvre des programmes visant à améliorer la performance opérationnelle et financière et à renforcer sa flexibilité financière »). Ces programmes peuvent être complétés par une analyse stratégique des actifs qui peut elle-même conduire à un besoin d'agilité financière supplémentaire donnant lieu à des cessions.

Le Groupe entend se développer et consolider son offre de solutions intégrées de services, notamment les services d'éco-efficacité énergétique, dans une logique de

développement durable et dans la proximité avec les clients et les territoires. Le marché des services énergétiques est un marché très compétitif, et celui de l'efficacité énergétique possède un réel potentiel de développement (voir section 1.4.6.1 « Services énergétiques »). L'intégration de Dalkia dans le Groupe depuis le 25 juillet 2014 permet de renforcer ce pôle de compétences et de développement (voir section 1.4.6.1.1 « Dalkia »). Le Groupe ne peut cependant garantir que son offre de services se développera avec succès ni qu'il sera en mesure de mettre en œuvre sa politique de développement dans ce domaine, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur sa situation financière et ses perspectives.

Dans le domaine des énergies nouvelles, EDF s'appuie principalement sur sa filiale EDF Énergies Nouvelles (voir section 1.4.1.5.3 « EDF Énergies Nouvelles »), implantée dans de nombreux pays. La rentabilité de ces développements est souvent dépendante des politiques de soutien mises en œuvre dans les différents pays. Le Groupe ne peut garantir que les régimes de soutien n'évolueront pas dans certains de ces pays au détriment de la rentabilité des investissements.

En ce qui concerne les activités nucléaires, (voir section 2.1.5 « Risques spécifiques aux activités nucléaires du Groupe »), le Groupe pourrait ne pas réussir le développement escompté ou la mise en œuvre des projets qu'il a engagés en France et à l'international, ou les mettre en œuvre sur la durée dans des conditions économiques, financières et juridiques non satisfaisantes. En particulier, le groupe EDF est engagé, dans le cadre de partenariats ou d'investissements en capital, dans des projets de construction et d'exploitation de centrales nucléaires à l'international (notamment en Chine et au Royaume-Uni). Ces projets nécessitent l'obtention d'autorisations administratives, de licences et permis et, dans certains cas, la mise en place de partenariats complémentaires. Il s'agit de projets de grande envergure et de longue durée, impliquant de nombreux partenaires industriels et des investissements significatifs dont les conditions de financement peuvent être encore à confirmer. La mise en place de ces financements pourrait, compte tenu du contexte économique, être retardée. Par ailleurs, l'évolution du cadre réglementaire dans certains pays pourrait avoir un impact sur les engagements et la responsabilité d'EDF. Même en cas de dispositifs contractuels protecteurs, le Groupe ne peut pas garantir que ces projets pourront être mis en œuvre selon les calendriers prévus et dans des conditions économiques, financières, réglementaires ou juridiques satisfaisantes ou qu'ils assureront dans la durée la rentabilité escomptée au départ, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur la situation financière du Groupe et sur son image.

Par ailleurs, le développement des activités gazières du Groupe est un enjeu important tant du point de vue de l'utilisation du gaz pour la production d'électricité que pour le développement des offres de vente de gaz (voir section 1.4.6.2 « Activités gazières »). Les perspectives en termes d'offre et de demande de gaz au niveau mondial évoluent (essor des gaz non conventionnels, notamment aux États-Unis, augmentation des besoins des pays émergents, etc.). Le contexte concurrentiel du secteur gazier évolue en France et en Europe, avec l'émergence de nouveaux acteurs ou les rapprochements d'énergéticiens. La dépendance des pays européens vis-à-vis des importations de gaz naturel est d'ores et déjà importante et continue de s'accroître, principalement en raison de l'épuisement des ressources autochtones, avec des sources d'approvisionnement de plus en plus éloignées. Pour servir son ambition gazière, le Groupe doit non seulement avoir accès à des sources d'approvisionnement compétitives, mais aussi disposer d'un accès aux infrastructures logistiques (stockages, gazoducs, terminaux GNL) pour acheminer son gaz dans un périmètre proche de ses points de consommation, disposer de la flexibilité nécessaire et mettre en œuvre des synergies entre les différentes entités du Groupe, y compris les entités non contrôlées. Le Groupe ne peut pas garantir qu'il sera toujours en mesure, à des conditions financières compétitives, soit de disposer de sources d'approvisionnement en gaz (par ses contrats à long terme ou l'acquisition de champs gaziers par exemple), soit d'accéder à des infrastructures gazières, ni qu'il sera en mesure de dégager les synergies escomptées. L'ensemble de ces facteurs pourrait freiner le développement de la stratégie gazière du Groupe, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur ses activités, sa situation financière et ses perspectives. Par ailleurs, en cas de durcissement du contexte géopolitique mondial, le Groupe ne peut pas garantir qu'il pourrait se désengager de projets dans lesquels il est engagé rapidement et/ou dans des conditions économiques acceptables (voir section 1.4.5 « Activités du Groupe à l'international »).

Plus généralement, le Groupe pourrait être confronté à une évolution imprévue du contexte réglementaire, économique et concurrentiel rendant inadéquats les choix retenus et rencontrer des difficultés de mise en œuvre de sa stratégie ou modifier cette stratégie, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur les activités du Groupe, sa situation financière et ses perspectives.

Les opérations d'acquisition et de cession du Groupe sont porteuses de risques et sont susceptibles de ne pas toujours atteindre les objectifs visés.

Dans le cadre de sa stratégie de développement, le Groupe est amené à réaliser des opérations d'acquisition d'actifs ou de participations ou de création de sociétés communes (*joint-ventures*), et plus généralement toutes opérations de croissance externe (voir sections 1.4 « Description des activités du Groupe » et 5.1.3.2 « Participations et partenariats »).

Les opérations de croissance externe impliquent notamment les risques suivants : (i) les hypothèses retenues par le Groupe pour la valorisation de l'acquisition peuvent ne pas se vérifier, en particulier concernant les prix de marché, les économies de coûts, les gains, les synergies et la rentabilité escomptés ; (ii) des difficultés relatives à la qualité et à la performance des actifs acquis ou à une sous-évaluation du passif des sociétés acquises peuvent survenir ; (iii) des difficultés relatives à la qualité de la contrepartie peuvent survenir dans la mise en jeu des garanties de passif accordées par le vendeur dans le cadre des contrats d'acquisition, (iv) des difficultés liées à la mise en œuvre de l'intégration des activités ou sociétés acquises peuvent survenir ; (v) le Groupe pourrait ne pas être en mesure de retenir certains salariés, clients ou fournisseurs clés des sociétés acquises ; (vi) le Groupe pourrait être contraint de ou souhaiter mettre fin à des relations contractuelles préexistantes à des conditions financières coûteuses ou défavorables ; (vii) le Groupe pourrait accroître son endettement en vue de financer ces acquisitions, limitant ainsi sa flexibilité financière et les possibilités de contracter à l'avenir de nouveaux emprunts ; et (viii) le Groupe pourrait être contraint de prendre, vis-à-vis des autorités de contrôle des concentrations, des engagements dont la mise en œuvre se ferait à des conditions moins favorables que prévues pour le Groupe.

En conséquence, les bénéfices attendus des opérations de croissance externe pourraient ne pas se vérifier dans les délais et aux niveaux attendus, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur la situation financière et les perspectives du Groupe.

Le Groupe a également réalisé et pourra être amené à réaliser des opérations de cessions d'actifs ou de participations, notamment dans le cadre de son plan de cessions annoncé le 22 avril 2016 (voir facteur de risque ci-dessous intitulé « Le Groupe met en œuvre des programmes visant à améliorer sa performance opérationnelle et financière et à renforcer sa flexibilité financière. Les objectifs fixés dans le cadre de ces programmes pourraient ne pas être atteints »). Dans le cadre de ces opérations de cessions, le Groupe pourrait accorder des garanties concernant les actifs cédés et, en conséquence, être amené à payer des indemnités ou ajustements de prix à l'acquéreur, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur la situation financière et les perspectives du Groupe.

Le Groupe pourrait aussi être amené à ne pas réaliser les opérations de croissance externe et les cessions qu'il envisage ou les réaliser à une valeur différente de la valeur souhaitée, du fait, notamment, de contraintes contractuelles, financières ou réglementaires ou encore d'interventions politiques. Cela pourrait avoir un impact négatif sur la situation financière et les perspectives du Groupe.

Le Groupe peut ne pas détenir la majorité de contrôle ou partager le contrôle au sein de certaines de ses filiales et participations.

Certaines activités du Groupe sont, ou pourraient être à l'avenir, exercées au sein d'entités dont le Groupe partage le contrôle, ou dans lesquelles il est actionnaire minoritaire. Dans ces situations, le Groupe pourrait se trouver confronté à des cas de blocage lorsque les partenaires sont en désaccord, ou des décisions contraires à ses intérêts pourraient être prises, ce qui pourrait limiter la capacité du Groupe à mettre en œuvre les stratégies définies et avoir un impact négatif sur ses activités, sa situation financière et ses perspectives.

Le cours des actions d'EDF pourrait être exposé à d'importantes fluctuations.

Les marchés boursiers ont connu ces dernières années d'importantes fluctuations qui n'ont pas toujours été en rapport avec les résultats des sociétés dont les actions sont négociées. De telles fluctuations des marchés financiers français et internationaux pourraient affecter de manière significative le cours des actions EDF. Les évolutions des prix de l'énergie, les contraintes réglementaires significatives encadrant les marchés de l'énergie et du nucléaire, et les demandes de plus en plus importantes des autorités de sûreté nucléaire contribuent également à influencer la volatilité des actions EDF.

Le cours des actions EDF pourrait également être affecté de manière significative par de nombreux facteurs affectant le groupe EDF, ses concurrents, les conditions

économiques en général ou le secteur de l'énergie en particulier, résultant par exemple de décisions politiques en matière de politique énergétique.

Le Groupe doit adapter en continu ses compétences dans un contexte en forte évolution et poursuivre le renouvellement d'une partie importante de son personnel en assurant le transfert d'expérience et de compétences aux nouveaux arrivants.

Dans un environnement en pleine évolution, la dimension humaine est plus que jamais au cœur du projet stratégique d'EDF, un élément clé de la performance du Groupe. L'anticipation des besoins, la prise en compte de l'évolution des métiers, la nécessaire adaptation fonctionnelle et géographique induisent une adaptation et un développement continus des compétences. (voir section 3.6 « Ressources humaines »).

En France, une part importante du personnel d'EDF part chaque année en inactivité, malgré l'impact de la réforme du régime spécial de retraites des Industries électriques et gazières sur l'âge moyen de départ à la retraite. Ainsi, sur le périmètre d'EDF, environ 20 % des effectifs pourraient partir à la retraite entre 2015 et 2020 (voir section 3.6.1 « L'excellence professionnelle : emploi et développement des compétences »). Même si cette situation constitue une opportunité d'adaptation des compétences du personnel d'EDF aux nouveaux enjeux du Groupe, le renouvellement de ces personnels nécessite d'anticiper les besoins et le transfert des connaissances et de faire face à la concurrence pour recruter les personnes les plus compétentes en développant l'attractivité d'EDF comme employeur.

Le groupe EDF considère l'adéquation des compétences aux besoins comme un enjeu majeur et met donc en œuvre les dispositions adéquates pour être en mesure d'acquérir, conserver, redéployer, développer ou renouveler les compétences dont il aura besoin en temps utile et à des conditions satisfaisantes. Toutefois, il ne peut garantir que les mesures prises seront toujours suffisantes, ce qui pourrait avoir un impact sur son activité et sa situation financière.

Une partie des effectifs du Groupe appartient à des structures communes à EDF et Engie ; le Groupe dépend en conséquence en partie des mécanismes de gestion mis en place dans ces structures communes.

Une partie des effectifs du Groupe appartient à des structures communes à EDF et Engie (pour la quasi-totalité au service commun d'Enedis et de GrDF, les deux gestionnaires des réseaux de distribution). Certaines décisions prises dans le cadre de ces structures communes peuvent en conséquence avoir un impact sur EDF, en particulier sur ses coûts et sur les modalités de gestion de ses ressources. En outre, EDF et Engie pourraient avoir des divergences de vues ou d'intérêts concernant ces structures communes, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur le climat social, les résultats et la situation financière du Groupe (voir section 1.4.4.2.3 « Le service commun à Enedis et GrDF »).

Le Groupe pourrait être obligé de faire face à des engagements importants en matière de retraites et autres avantages au personnel.

Les régimes de retraite applicables dans les différents pays où le Groupe opère impliquent des engagements de long terme de versement de prestations aux salariés du Groupe (voir note 31 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017). En France, à ces engagements au titre des retraites s'ajoutent d'autres engagements pour avantages au personnel postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme au personnel en activité.

Afin de couvrir ces engagements, le Groupe a mis en place des fonds externalisés ou des fonds de pension. Selon les cas, ces actifs ne permettent fin 2017 qu'une couverture partielle de ces engagements, qui, pour le Groupe, représentent toutefois des échéances relativement lissées dans le temps. Au 31 décembre 2017, la durée moyenne des engagements pour avantage du personnel s'établit à 19,7 ans en France et 21,0 ans au Royaume-Uni.

Les montants de ces engagements, les provisions constituées, les fonds externalisés ou les fonds de pension mis en place et les contributions additionnelles visant à compenser les insuffisances de fonds sont estimés sur la base de certaines hypothèses actuarielles, notamment un taux d'actualisation susceptible d'être ajusté en fonction des conditions de marché, et, dans le cas des engagements sociaux en France, des règles régissant respectivement les prestations versées par le régime de droit commun et les montants à la charge du Groupe. Ces hypothèses et ces règles pourraient faire l'objet, dans le futur, d'ajustements susceptibles d'augmenter les engagements actuels du Groupe au titre des retraites et autres avantages au personnel, et donc nécessiter une augmentation des provisions correspondantes.

Par ailleurs, si la valeur des fonds externalisés ou des fonds de pension devait s'avérer insuffisante eu égard aux engagements correspondants, notamment au Royaume-Uni ou en France, principalement du fait des hypothèses de calcul ou des

2. FACTEURS DE RISQUES ET CADRE DE MAÎTRISE

Risques auxquels le Groupe est exposé

évolutions des marchés financiers (voir facteur de risque ci-dessous intitulé « Le Groupe est exposé à des risques liés aux marchés financiers »), ceci pourrait impliquer la nécessité pour le Groupe de devoir verser des contributions additionnelles dans les fonds concernés et avoir un impact négatif sur sa situation financière.

2.1.4 RISQUES LIÉS A LA PERFORMANCE OPÉRATIONNELLE DU GROUPE

Le Groupe met en œuvre des programmes visant à améliorer sa performance opérationnelle et financière et à renforcer sa flexibilité financière. Les objectifs fixés dans le cadre de ces programmes pourraient ne pas être atteints.

Le Groupe a mis, et est susceptible de mettre en œuvre, des programmes visant à améliorer sa performance opérationnelle et renforcer sa flexibilité financière. Le Conseil d'administration du 22 avril 2016 a adopté un plan de performance qui comprend une réduction des charges opérationnelles, des actions d'optimisation du besoin en fonds de roulement, une maîtrise des investissements nets (hors Linky, nouveaux développements et cessions d'actifs), et un plan de cession d'actifs. Par communiqué de presse du 13 novembre 2017, complété le 16 février 2018, EDF a annoncé l'accélération du déploiement de ce plan de performance. L'objectif de réduction des charges opérationnelles en 2018 par rapport à 2015 a été ainsi porté à 800 millions d'euros au lieu de 700 millions d'euros et fixé à 1,1 milliard d'euros en 2019 par rapport à 2015. Le plan de cessions d'actifs de 10 milliards d'euros, qui devait s'achever fin 2020, devrait l'être en quasi-totalité fin 2018. Les investissements nets totaux, hors acquisitions et plan de cession d'actifs 2015-2020, seront inférieurs ou égaux à 15 milliards d'euros en 2018. Le Groupe ne peut cependant garantir que les programmes d'amélioration de la performance qu'il met en œuvre auront les résultats escomptés ou que ces résultats seront obtenus selon le calendrier prévu, ni qu'ils seront suffisants pour faire face aux évolutions réglementaires et économiques.

Les activités du Groupe nécessitent de nombreuses autorisations administratives qui peuvent être difficiles à obtenir ou dont les conditions d'obtention peuvent faire l'objet d'un durcissement significatif. Ces autorisations peuvent également faire l'objet de recours administratifs pénalisant l'activité du Groupe.

La conduite et le développement des activités industrielles du Groupe requièrent de nombreuses autorisations administratives, aux niveaux tant local que national, en France comme à l'international. Les procédures d'obtention et de renouvellement de ces autorisations peuvent être longues et complexes. L'obtention effective de ces autorisations n'est pas systématique, et les conditions qui y sont attachées peuvent être modifiées et ne sont pas toujours prévisibles. Même une fois ces autorisations accordées, elles peuvent encore faire l'objet de recours administratifs par des parties prenantes (voir section 2.4 « Procédures judiciaires et arbitrages »). Le Groupe pourrait donc avoir à dépenser des sommes significatives pour se conformer aux exigences liées à l'obtention ou au renouvellement de ces autorisations (par exemple, coûts de montage des dossiers d'autorisation, investissements liés à la mise en place d'équipements demandés avant délivrance de l'autorisation, compensations liées aux impacts environnementaux des ouvrages à construire). Il pourrait aussi voir son activité industrielle pénalisée à cette occasion. Des délais, des coûts trop importants ou l'interruption de son activité industrielle due à son incapacité à maintenir ou obtenir le renouvellement des autorisations ou de nouvelles autorisations pourraient avoir un impact négatif sur les activités et la rentabilité du Groupe. Par ailleurs, le Groupe peut avoir engagé des ressources sans obtenir les permis et autorisations nécessaires et devoir ainsi se retirer d'un projet ou y renoncer, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur son activité, son développement ou sa situation financière.

Le Groupe est exposé à des risques liés à la maîtrise de projets importants.

Dans le cadre de son activité, le Groupe est amené à envisager ou à réaliser, en tant que maître d'ouvrage ou maître d'œuvre, des projets qui présentent une complexité inhérente et requièrent des investissements importants. La réalisation de tels projets peut être soumise à de nombreux aléas techniques, opérationnels, économiques, réglementaires ou environnementaux, susceptibles de la retarder ou de l'empêcher, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur les activités, le résultat, la valeur de ses actifs, la situation financière et les perspectives du Groupe. Les risques associés aux projets EPR sont traités dans la section 2.1.5 « Risques spécifiques liés aux activités nucléaires du Groupe ».

Les choix technologiques effectués par le Groupe pourraient se trouver concurrencés par des technologies plus performantes, notamment en matière de transition numérique.

Afin d'anticiper les évolutions technologiques et sociétales, le Groupe veille en permanence à la détection et à l'exploitation des innovations et ruptures technologiques. Toutefois, le Groupe ne peut prévoir avec certitude la manière dont ces évolutions pourraient affecter à terme les activités du Groupe, ni prétendre identifier ces évolutions de manière exhaustive. En effet, les activités du Groupe reposent sur un certain nombre de choix qui pourraient être concurrencés par d'autres technologies qui s'avèreraient plus efficaces, plus rentables, plus sûres, voire plus pertinentes au regard de normalisations et standards ultérieurs éventuels, que celles utilisées par le Groupe.

L'utilisation de nouvelles technologies par les concurrents du Groupe, ou le développement par ces concurrents de technologies nouvelles plus performantes et plus compétitives, notamment en matière de transition numérique, pourrait avoir pour effet de diminuer ou éliminer l'avantage concurrentiel dont le Groupe dispose grâce à certaines de ses technologies et de son expérience. De même, tout retard ou échec dans le développement de technologies par le Groupe, la planification ou la répartition des ressources du Groupe liées au développement de technologies pourrait avoir un effet similaire sur l'avantage concurrentiel du Groupe, et donc avoir un impact négatif sur ses activités, sa situation financière, son attractivité en tant qu'employeur, sa réputation et ses perspectives.

Le Groupe est dépendant pour ses activités de systèmes d'information qui peuvent s'avérer défaillants ou faire l'objet d'attaques malveillantes.

Le Groupe exploite des systèmes d'information multiples et très complexes (serveurs, réseaux, applications, bases de données, etc.) qui sont indispensables à la conduite de son activité commerciale et industrielle, et qui doivent s'adapter à un contexte en forte évolution. En effet, l'activité du Groupe dépend fortement de l'efficacité de sa technologie et de ses systèmes d'information. De plus le Groupe est pleinement engagé dans la transition numérique. Le risque d'exploitation de tels systèmes et technologies peut se manifester de diverses manières, dont l'interruption des activités, le dysfonctionnement ou la défaillance de l'un de ces systèmes, les virus informatiques, le piratage, l'usurpation d'identité, le détournement de données sensibles, la corruption de données conservées électroniquement, les violations de la réglementation, les erreurs humaines et les attaques terroristes. La hausse de la fréquence et de la sophistication des incidents récents de piratage démontre l'importance de ces risques informatiques, ainsi que des dommages financiers et des atteintes à la réputation qui peuvent en découler.

Le Groupe a mis en place des procédures de test de ces systèmes afin de garantir, autant que possible, lors des évolutions, un niveau de qualité de fonctionnement adapté aux besoins et défini des procédures de gestion d'incidents et de pilotage de crises pour être en mesure d'apporter des solutions en cas de défaillance ponctuelle. Ces procédures traitent également les cas éventuels d'attaques malveillantes, (voir section 2.2.2.4 « Sécurité des systèmes d'information »). Malgré la mise en place par le Groupe de multiples mesures de sécurité, la réalisation d'un ou plusieurs de ces événements ne peut être complètement exclue, ce qui pourrait avoir des conséquences défavorables significatives pour le Groupe.

Le Groupe a également mis en œuvre une politique de renforcement et d'amélioration de ses programmes de secours et de ses systèmes d'information qui sont testés annuellement, et des procédures de gestion de crise ont été définies qui sont régulièrement améliorées par les retours d'expérience des incidents. Le Groupe ne peut cependant garantir que ces programmes ne connaissent pas des difficultés techniques de déploiement ou des retards de mise en œuvre en situation réelle, ou qu'ils permettent de limiter, en cas de sinistre majeur, l'impact négatif sur l'activité et la situation financière du Groupe.

Le Groupe exploite des installations pouvant porter atteinte de manière significative à l'environnement naturel ou humain ou pour lesquelles des accidents, des agressions externes naturelles ou d'origine malveillante pourraient avoir des conséquences graves.

Les risques spécifiques aux installations nucléaires font l'objet d'un développement complémentaire dans la section 2.1.5 « Risques spécifiques liés aux activités nucléaires du Groupe ».

En ce qui concerne les installations de transport et de distribution d'électricité, les personnes travaillant sur ce type d'ouvrages ou se trouvant à proximité peuvent être exposées, en cas d'accident, d'erreur ou d'imprudence, aux risques d'électrisation et d'électrocution. Dans ce domaine, le Groupe met en place, dans le respect des dispositions du Code de l'énergie, les mesures nécessaires de prévention et de sécurité. Ceci étant, le Groupe ne peut garantir que ces mesures s'avèreront

suffisantes dans tous les cas. En France comme à l'étranger, des interrogations sont exprimées au sujet de l'éventualité de risques pour la santé humaine dus à l'exposition à des champs électromagnétiques (CEM) provenant notamment des réseaux électriques exploités par le Groupe. Sur la base des expertises réalisées ces vingt dernières années, l'existence de dangers pour la santé liés à l'exposition aux CEM n'est pas démontrée. Par ailleurs, l'Organisation mondiale de la santé (OMS) considère dans un rapport publié en juin 2007 que les risques sanitaires, s'ils existent, sont faibles, et que l'adoption de limites d'exposition arbitrairement faibles est injustifiée. On dispose aujourd'hui des résultats de plus de trente années de recherches, mais il ne peut être exclu que les connaissances médicales sur les risques pour la santé dus à l'exposition à des CEM évoluent, que la sensibilité du public à ce type de risques augmente ou que le principe de précaution soit appliqué de façon très large. En dépit des efforts d'information, le risque subsiste pour le groupe EDF d'être exposé à des contentieux plus nombreux ou que la problématique conduise à l'adoption de mesures plus contraignantes et plus coûteuses pour la construction, le développement, la mise à niveau ou l'exploitation du réseau de transport et de distribution (voir section 1.5.6.1 « Réglementations générales en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité »).

Plus généralement, le Groupe exploite ou a exploité, en France ou à l'étranger, des installations qui, dans le cadre de leur fonctionnement courant, peuvent être ou ont pu être, à l'origine d'accidents industriels ou d'impacts environnementaux et sanitaires. Les installations du Groupe peuvent être situées dans des zones industrielles où sont menées d'autres activités présentant le même type de risques, de telle sorte que des accidents survenant dans des installations voisines, appartenant à d'autres exploitants et qui ne sont pas soumises au contrôle du Groupe, pourraient avoir un impact sur les propres installations du Groupe.

Le Groupe met en œuvre, notamment dans le cadre de la norme ISO 14001 (voir section 3.1.8.2 « le pilotage et la prévention des risques environnementaux »), les mesures nécessaires de prévention et de réparation éventuelle pour tout accident industriel ou toute atteinte à l'environnement des ouvrages qu'il exploite. Ces mesures sont destinées en particulier à protéger le Groupe non seulement d'un risque d'accident (explosion, incendie, etc.) survenant dans ses propres installations, mais aussi contre les effets d'un tel accident survenant dans une installation voisine appartenant à un tiers. Cependant, de manière générale, le Groupe ne peut garantir que les mesures prises pour le contrôle de ces risques s'avèreront pleinement efficaces en cas de survenance de l'un des événements mentionnés ci-dessus. Un accident du type de ceux décrits ci-avant pourrait avoir des conséquences graves sur les personnes, les biens et la continuité de l'exploitation, et la responsabilité du Groupe pourrait être engagée. Les couvertures au titre des assurances responsabilité civile et dommages souscrites par le Groupe pourraient s'avérer significativement insuffisantes, et le Groupe ne peut garantir qu'il arrivera toujours à maintenir un niveau de couverture au moins égal au niveau de couverture existant et à un coût qui ne soit pas plus élevé. La fréquence et l'ampleur des catastrophes naturelles observées ces dernières années ont eu et sont susceptibles d'avoir un impact sur les capacités du marché de l'assurance et de la réassurance et sur les coûts des couvertures d'assurances responsabilité civile et dommages pour le Groupe. En outre, ces accidents pourraient entraîner l'arrêt de l'exploitation de l'installation concernée et, potentiellement, celui de l'exploitation d'installations similaires dont on pourrait considérer qu'elles présentent éventuellement les mêmes risques (voir section 2.5 « Assurances »).

Enfin, les installations ou actifs exploités par le Groupe, ou ses salariés, pourraient constituer des objectifs pour des agressions externes ou des actes de malveillance de toute nature. Des dispositifs de sécurité ont été prévus à la conception des ouvrages et des sites, et des dispositifs de protection ont été mis en place par EDF. De plus, des mesures de sécurité contre diverses formes d'agression ont été mises en œuvre en collaboration avec les autorités publiques. Une agression ou un acte de malveillance commis sur ces installations pourrait avoir pour conséquences des dommages aux personnes et aux biens, entraîner la responsabilité du Groupe sur le fondement de mesures jugées insuffisantes et causer des interruptions de l'exploitation. Le Groupe ne peut pas non plus garantir que les réglementations européennes et nationales relatives à la protection des sites sensibles et des infrastructures critiques ne deviendront pas plus contraignantes, ce qui pourrait entraîner des investissements ou des coûts additionnels pour le Groupe.

L'un quelconque de ces événements pourrait avoir des conséquences négatives significatives sur les activités, les résultats, la réputation, et la situation financière du Groupe.

Des coupures de courant répétées ou d'ampleur significative du système électrique sur un territoire desservi par le Groupe pourraient avoir, en particulier si elles étaient imputables au Groupe, des conséquences sur les activités, la situation financière et l'image du Groupe.

Le Groupe pourrait être confronté à des coupures de courant répétées, voire à un *black-out* d'ampleur significative, ou s'y trouver impliqué, même si l'événement les ayant causées se produisait sur un autre réseau ou était imputable à un autre acteur, notamment compte tenu de l'indisponibilité de certains réacteurs liée à des contrôles supplémentaires entrepris par EDF (voir section 2.1.5 « Risques spécifiques liés aux activités nucléaires du Groupe » - « Le parc nucléaire exploité par le Groupe pourrait nécessiter des réparations ou des modifications lourdes ou coûteuses »).

Les causes des coupures de courant peuvent être diverses : déséquilibre local ou régional entre la production et la consommation d'électricité, rupture accidentelle d'alimentation ou d'acheminement, ruptures en cascade, problèmes d'interconnexion, difficulté à coordonner les acteurs notamment dans un marché dont la régulation serait insuffisante ou en évolution.

De telles ruptures d'alimentation auraient en premier lieu pour conséquence des dépenses de réparation pour la remise sous tension ou la remise en état du réseau et pourraient entraîner des dépenses d'investissement s'il était décidé, par exemple, de créer des capacités supplémentaires de production ou de réseaux. Elles impliqueraient également une baisse du chiffre d'affaires du Groupe. Enfin, elles auraient un impact négatif sur l'image du Groupe auprès de ses clients, en particulier si cette rupture d'alimentation s'avérait lui être imputable.

Des catastrophes naturelles, des variations climatiques significatives, des accidents industriels majeurs de toute nature, ou tout événement important dont l'ampleur est difficilement prévisible, pourraient avoir un impact négatif significatif sur les activités industrielles et commerciales du Groupe.

EDF et ses filiales ont développé des plans de gestion de crise pour répondre aux catastrophes naturelles ou à des événements majeurs. Ces plans de gestion de crise sont régulièrement évalués et testés (voir section 2.2.2.1.2 « La gestion de crise et la continuité d'activité »).

Comme les tempêtes Klaus (2009), Xynthia (2010) en France métropolitaine, ou Irma (2017) dans les Antilles, des catastrophes naturelles (inondations, glissements de terrain, séismes, etc.), des variations climatiques significatives (sécheresses, etc.) ou tout autre événement dont l'ampleur est difficilement prévisible (épidémie de grande ampleur, etc.) pourraient affecter les activités du Groupe. Le groupe EDF, à partir du retour d'expérience national et international de chacun des événements de ce type, met en œuvre des dispositions qui ont pour objectif de renforcer la robustesse de ses installations, notamment industrielles et d'en limiter les impacts et les conséquences en cas d'événements de grande ampleur. La prise en compte du retour d'expérience sur les accidents nucléaires majeurs au niveau international est abordée à la section 2.1.5 « Risques spécifiques liés aux activités nucléaires du Groupe ». En cas d'événement exceptionnel, les mesures prises peuvent être coûteuses au-delà des coûts de réparation des dégâts causés par la catastrophe naturelle et du manque à gagner correspondant à l'interruption de la fourniture.

Dans le cadre du renouvellement de la couverture d'assurance tempêtes, Enedis a signé avec Swiss Re un contrat d'assurance paramétrique du réseau aérien de distribution contre les conséquences de tempêtes de forte intensité (voir section 2.5.5.3 « Couverture tempêtes »). Les réseaux aériens des Systèmes Énergétiques Insulaires ne bénéficient quant à eux d'aucune couverture « dommages aux biens ». Des dommages à ces réseaux pourraient avoir un impact négatif sur la situation financière du Groupe en cas d'absence ou d'insuffisance de couverture d'assurance. En outre, le renouvellement ou la mise en place de ces couvertures spécifiques pourraient s'avérer difficiles ou plus coûteux, en raison de l'impact, de la fréquence et de l'ampleur des catastrophes naturelles observées ces dernières années sur les marchés de transfert alternatif de risques.

Dans l'hypothèse d'une épidémie sanitaire de grande ampleur, EDF a élaboré un plan visant à assurer la continuité de la fourniture d'électricité, en fonction de l'intensité de la crise, tout en garantissant la sécurité des installations et en minimisant les risques sanitaires encourus par ses salariés.

Malgré la mise en place d'une organisation de crise permettant de réagir avec réactivité à de tels événements, le Groupe ne peut garantir que la survenance d'une catastrophe naturelle, d'un aléa climatique ou de tout autre événement dont l'ampleur est par nature difficilement prévisible n'aura pas de conséquences négatives significatives sur son activité, ses résultats et sa situation financière.

2. FACTEURS DE RISQUES ET CADRE DE MAÎTRISE

Risques auxquels le Groupe est exposé

La survenance de maladies professionnelles ou d'accidents du travail pourrait engager la responsabilité du Groupe.

Bien que le Groupe mette en œuvre depuis de nombreuses années les moyens nécessaires pour être en conformité avec les dispositions légales et réglementaires relatives à l'hygiène et à la sécurité dans les différents pays dans lesquels il exerce ses activités et considère avoir pris les mesures destinées à assurer la santé et la sécurité de ses salariés et des salariés des sous-traitants, le risque d'accidents du travail ou de maladies professionnelles ne peut être exclu. Or, la survenance de tels événements pourrait donner lieu à des actions en justice à l'encontre du Groupe et donner lieu, le cas échéant, au paiement de dommages et intérêts qui pourraient s'avérer significatifs.

Les dispositions prises par le Groupe en matière de radioprotection sont décrites à la section 1.4.1.1.3 « Environnement, sûreté nucléaire, radioprotection » pour la France et 1.4.5.1.2.1 (« production nucléaire », paragraphe « sûreté et radioprotection ») pour le Royaume-Uni.

Concernant l'amiante, le Groupe a pris des mesures de traitement des matériaux, d'information et de protection, décrites à la section 3.3.2 « La santé et la sécurité de nos salariés et des salariés de nos prestataires, une priorité absolue ». Pour une description des procédures en cours, voir les sections 2.4.1 (« Procédures concernant EDF », paragraphe « Amiante ») et 2.4.2 (« Procédures concernant les filiales et participations d'EDF », paragraphe « Actions engagées par des salariés en raison de leur exposition à l'amiante ou à d'autres substances chimiques nocives »).

Les conflits sociaux pourraient avoir un impact négatif sur l'activité du Groupe.

Le Groupe déploie des mesures pour entretenir la qualité du dialogue social. Il ne peut pas cependant exclure des conflits sociaux et perturbations, comme des grèves, débrayages, actions de revendication ou autres mouvements sociaux qui pourraient venir perturber son activité. Le Groupe n'a contracté aucune assurance pour les pertes résultant d'interruptions d'activité provoquées par les mouvements sociaux. En conséquence, sa situation financière et ses résultats d'exploitation pourraient être affectés de manière négative par des perturbations sociales.

Les résultats du Groupe sont sensibles aux variations de prix et de disponibilité des matériels ou des prestations qu'il achète dans le cadre de l'exercice de ses métiers.

En cas de hausse importante et durable du prix des matières premières, le Groupe pourrait voir renchérir le coût d'approvisionnement de certains produits ou prestations critiques. Cette hausse pourrait en outre entraîner une diminution de l'offre par certains fournisseurs en réaction à une contraction de leurs marges. Par ailleurs, les résultats du Groupe peuvent être affectés par les fluctuations de prix de certaines matières premières, et notamment du gaz et du charbon.

Certains matériels ou certaines prestations font par ailleurs l'objet d'une demande accrue qui pourrait avoir un impact sur leur disponibilité, notamment les matériels pour les centrales à Cycle Combiné à Gaz (CCG), les turbines éoliennes, les panneaux photovoltaïques et les prestations et matériels dans le secteur nucléaire.

La défaillance de contreparties du Groupe (partenaires, sous-traitants, prestataires, fournisseurs ou clients) pourrait avoir un impact sur ses activités et ses résultats.

Le Groupe est confronté, comme l'ensemble des acteurs économiques, à la défaillance possible de certaines contreparties (partenaires, sous-traitants, prestataires, fournisseurs ou clients). La défaillance de ces contreparties est susceptible d'avoir des répercussions financières pour le Groupe (pertes de créances, surcoûts notamment dans l'hypothèse où EDF devrait trouver des alternatives satisfaisantes, voire reprendre les activités concernées ou payer des pénalités contractuelles). Elle peut aussi avoir des conséquences sur la qualité des travaux, les délais de réalisation, l'approvisionnement de certains produits ou prestations critiques, et expose le Groupe à un risque d'image, de continuité de l'activité dans certains projets, voire à la perte de contrats.

Les procédures de surveillance et de suivi appliquées au sein du Groupe dans le cadre de son exposition au risque de contrepartie inhérent aux relations contractuelles sont décrites à la section 2.2.2.2.2 « Contrôle des risques financiers ».

Le Groupe est exposé à des risques liés aux marchés financiers.

De par ses activités, le groupe EDF est exposé à des risques liés aux marchés financiers :

- le risque de liquidité : le Groupe doit disposer à tout moment des ressources financières suffisantes pour financer l'activité courante, les investissements nécessaires à son développement et les dotations au portefeuille d'actifs dédiés pour la couverture des engagements nucléaires de long terme, et également pour faire face à tout événement exceptionnel. La capacité du Groupe à lever un nouvel endettement, à refinancer son endettement existant ou plus généralement à lever des fonds sur les marchés financiers, et les conditions pouvant être obtenues pour ce faire, dépendent de nombreux facteurs, dont la notation des entités du Groupe par des agences de notation. La dette du Groupe est périodiquement notée par des agences de notation indépendantes (voir section 5.1.6.1.2 « Notation financière »). Toute dégradation de la notation de la dette d'EDF pourrait augmenter le coût de refinancement des crédits existants et avoir un impact négatif sur la capacité du Groupe à se financer ;
- le risque de contrepartie, dans le domaine financier, peut être couvert par le recours à des appels de marges. En cas de forte volatilité sur les marchés, le Groupe peut être amené à devoir mobiliser des liquidités. (voir section 5.1.6.1.1.2 « Gestion du risque de liquidité ») ;
- le risque de taux de change : du fait de la diversification de ses activités et de son implantation géographique, le Groupe est exposé aux risques de fluctuation des parités de change, qui peuvent avoir un impact sur les écarts de conversion, les postes de bilan, les charges financières du Groupe, les capitaux propres et la situation financière. En l'absence de couverture, les fluctuations de change entre l'euro et les devises des différents marchés internationaux sur lesquels le Groupe opère peuvent donc significativement modifier les résultats du Groupe et rendre difficiles les comparaisons de performance d'une année à l'autre. Si l'euro s'apprécie (ou se déprécie) par rapport à une autre devise, la valeur en euros des éléments d'actif et de passif, des produits et des charges initialement comptabilisés dans cette autre devise diminuera (ou augmentera). En outre, dans la mesure où le Groupe est susceptible d'encourir des charges dans une devise différente de celle dans laquelle les ventes correspondantes sont réalisées, des fluctuations des taux de change pourraient entraîner une augmentation des charges, exprimées en pourcentage du chiffre d'affaires, ce qui pourrait affecter la rentabilité et le revenu du Groupe (voir section 5.1.6.1.3 « Gestion du risque de change »).

Une variation défavorable de 10 % des cours de change des devises dans lesquelles le Groupe est endetté (USD, GBP, autres devises) aurait un impact de l'ordre de 2 % sur la dette après instruments de couverture du Groupe.

Du fait de la politique de couverture du risque de change mise en place au sein du Groupe, le compte de résultat des sociétés sous contrôle du Groupe est marginalement exposé au risque de change ;

- le risque sur actions : le Groupe est exposé au risque sur actions sur les titres détenus principalement dans le cadre des actifs dédiés constitués pour couvrir le coût des engagements de long terme liés au nucléaire, dans le cadre des fonds externalisés au titre des retraites et, dans une moindre mesure, dans le cadre de ses actifs de trésorerie et des participations directement détenues par le Groupe (voir section 5.1.6.1.5 « Gestion du risque actions » et 5.1.6.1.6 « Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA ») ;
- le risque de taux d'intérêt : Le Groupe est exposé aux risques liés à l'évolution des taux d'intérêt dans différents pays dans lesquels il opère. Ces taux dépendent en partie des décisions des banques centrales. Des variations à la hausse des taux d'intérêt pourraient affecter la capacité du Groupe à se financer à des conditions optimales voire sa capacité à se refinancer si les marchés étaient très tendus. L'exposition du Groupe aux variations de taux d'intérêt recouvre en particulier deux natures de risques : (i) un risque d'évolution de la valeur des actifs et passifs financiers à taux fixe, ainsi que des passifs actualisés du Groupe, et (ii) un risque d'évolution des flux liés aux actifs et passifs financiers à taux variable. Des variations à la baisse des taux d'intérêt pourraient notamment affecter la valeur des engagements à long terme du Groupe dans le domaine du nucléaire et ses engagements en matière de retraite et autres dispositions spécifiques en faveur du personnel, qui sont actualisés avec des taux d'actualisation qui dépendent des taux d'intérêt aux différents horizons de temps. De telles variations de provisions pourraient impacter la situation financière du Groupe (i) en affectant la notation financière de ses titres de créance et (ii) en générant une obligation de versement aux actifs dédiés de couverture (voir le facteur de risque ci-dessous à la section 2.1.5 « risques

spécifiques liés aux activités nucléaires », au paragraphe « Les provisions constituées par le Groupe pour les opérations de traitement du combustible usé et pour la gestion à long terme des déchets peuvent être amenées à augmenter significativement en cas de révision des hypothèses ») et (voir section 5.1.6.1.4 « Gestion du risque de taux d'intérêt »).

L'impact sur le résultat avant impôt d'une variation à la hausse de 0,5 % des taux serait de l'ordre de +240 millions d'euros ⁽¹⁾ (impact sur le résultat financier en lien avec le coût de l'endettement et la charge de désactualisation des provisions, et sur l'excédent brut d'exploitation en lien avec les avantages envers le personnel).

Concernant les actifs financiers détenus par le Groupe de type obligations et titres de créances négociables (TCN) à taux variable, l'impact sur le résultat avant impôt d'une variation de 1 % des taux d'intérêt serait de l'ordre de 12 millions d'euros.

Par ailleurs, le risque de taux d'intérêt du Groupe est notamment lié à la valeur des engagements à long terme du Groupe dans le domaine du nucléaire (voir la note 29 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017) et ses engagements en matière de retraite et autres dispositions spécifiques en faveur du personnel (voir note 31 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017), qui sont actualisés avec des taux d'actualisation qui dépendent des taux d'intérêt aux différents horizons de temps, ainsi qu'aux titres de créances détenus dans le cadre de la gestion des actifs dédiés constitués pour couvrir ces engagements.

Pour le cas particulier des provisions nucléaires en France, compte tenu de la baisse des taux au cours des dernières années, le taux d'actualisation pourrait être amené à baisser au cours des prochaines années par l'application de la méthode utilisée par le Groupe, et en conformité avec la réglementation sur le taux plafond d'actualisation. L'importance de cette baisse sera dépendante de l'évolution future des taux. Une augmentation des provisions nucléaires du fait d'une baisse du taux d'actualisation pourrait rendre nécessaires des dotations aux actifs dédiés, et se traduirait par un effet défavorable sur les résultats, sur la génération de cash-flow et l'endettement financier net du Groupe.

Concernant la réglementation sur le taux plafond d'actualisation, l'arrêté du 29 décembre 2017 modifie le plafond réglementaire du taux d'actualisation. La nouvelle formule conduit de façon progressive sur une durée de 10 ans, à partir du plafond réglementaire constaté au 31 décembre 2016 (4,3 %), à un plafond égal, en 2026, à la moyenne sur les quatre dernières années de l'échéance constante à trente ans (TEC 30), majorée de 100 points de base.

Au vu de l'évolution passée et anticipée des taux, cette nouvelle formule, qui intègre progressivement le passage du taux réglementaire de 4,3 % à une moyenne sur quatre ans y compris un *spread* de 100 points de base, devrait conduire à une évolution du plafond réglementaire davantage lissée dans les prochaines années, par comparaison avec la formule précédente.

Le cas échéant, une augmentation des provisions, notamment celles soumises à actifs dédiés, ne signifie pas néanmoins une transposition mécanique sur le montant à doter aux actifs dédiés aux dates considérées, celui-ci étant notamment fonction :

- de la rentabilité des actifs dédiés et du taux de couverture en résultant : il n'y a pas de nécessité de doter aux actifs dédiés dès lors que le taux de couverture atteint 110 %, comme le montre la situation fin 2017 où l'augmentation de provision de 0,7 milliard d'euros (0,6 milliard d'euros pour les provisions à couvrir par des actifs dédiés), induite par la baisse de 0,1 % du taux d'actualisation, n'a pas à être compensée intégralement par une dotation aux actifs dédiés puisqu'une dotation de 0,4 milliard d'euros suffira à atteindre le taux de couverture de 110 % ;
- du délai dans lequel la dotation est effectuée, les textes prévoyant la possibilité de fixer un délai maximum de trois ans pour effectuer la dotation, sous réserves de validation par l'Autorité de tutelle.

Pour rappel, les changements d'estimation des provisions nucléaires résultant d'une modification de taux d'actualisation sont enregistrés (voir note 1.3.2.1 et note 29.1.5.2 des comptes consolidés au chapitre 6 du présent document de référence) :

- en augmentation ou réduction des actifs correspondants, dans la limite de leur valeur nette comptable, lorsque la contrepartie de la provision a été initialement enregistrée à l'actif ;
- en résultat financier de la période dans les autres cas.

Le changement du taux d'actualisation a ainsi un impact ponctuel sur le résultat financier de l'année du changement de taux, sans équivaler les années suivantes.

La politique et les principes en matière de gestion des risques financiers du Groupe sont décrits à la section 5.1.6.1 « Gestion et contrôle des risques financiers ». Le contrôle des risques financiers est décrit à la section 2.2.2.2.2 « Contrôle des risques financiers ». Cependant, le Groupe ne peut pas garantir une protection totale, notamment en cas de fluctuations importantes des taux de change, des taux d'intérêt et des marchés actions.

Le Groupe fait, et pourrait faire à l'avenir, l'objet d'actions en justice ou d'enquêtes réglementaires qui pourraient avoir des répercussions sur sa réputation, ses relations avec les organes de régulation et ses résultats.

Nonobstant le fait que le Groupe ait mis en œuvre l'ensemble des mesures nécessaires pour assurer la conformité de ses pratiques aux textes réglementaires en vigueur, un risque de non-conformité ne peut pas être totalement exclu.

Dans le cadre de ses activités, le Groupe est engagé, d'une part, dans un certain nombre de litiges et d'arbitrages et, d'autre part, fait l'objet de diverses enquêtes réglementaires, dont les principaux sont décrits à la section 2.4 « Procédures judiciaires et arbitrages ». Le Groupe pourrait continuer à l'avenir d'être engagé ou exposé à de telles procédures. L'éventuelle issue défavorable de celles-ci serait susceptible d'entraîner le versement de dommages et intérêts, ou avoir d'autres conséquences civiles ou pénales (notamment financières), défavorables au Groupe. L'introduction des actions de Groupe en France en 2014 et des développements similaires dans d'autres juridictions européennes, de même que les évolutions réglementaires récentes ou à venir, sont susceptibles d'accroître les risques de litiges et les coûts liés à ces derniers, ce qui pourrait avoir des conséquences négatives sur sa situation financière ou sa réputation.

La mise en œuvre de pratiques prohibées et contraire à l'éthique dans la conduite des affaires par des collaborateurs ou des tiers pourrait, en certaines circonstances, porter atteinte à la réputation et à la valeur actionnariale du Groupe.

L'internationalisation des activités du Groupe et le renforcement des cadres réglementaires réprimant des pratiques contraires à l'éthique dans la conduite des affaires, notamment, sont susceptibles d'exposer le Groupe, ses collaborateurs ou des tiers agissant pour le compte du Groupe à des sanctions pénales et civiles pouvant porter atteinte à la réputation et à la valeur actionnariale d'EDF.

En France, la loi n° 2016-1691 du 9 décembre 2016 relative à la transparence, à la lutte contre la corruption et à la modernisation de la vie économique, impose aux entreprises de prendre des mesures destinées à prévenir et détecter la commission de faits de corruption ou de trafic d'influence, sous le contrôle d'une Agence française anticorruption qu'elle instaure, et sous peine de sanctions administratives ou pénales. Cette loi intègre un dispositif de protection des lanceurs d'alerte d'éventuelles poursuites pénales ou disciplinaires et prévoit, dans le cadre des entreprises, un dispositif de signalement interne des alertes (voir section 1.5.6.1 « Réglementations générales en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité »). Ces réglementations pourraient augmenter nos coûts de mise en conformité. De plus, le non-respect, de quelque manière que ce soit, de ces réglementations pourrait entraîner des poursuites contre EDF, ce qui pourrait avoir des répercussions négatives sur le résultat et la réputation du Groupe.

2.1.5 RISQUES SPÉCIFIQUES LIÉS AUX ACTIVITÉS NUCLÉAIRES DU GROUPE

Le groupe EDF est le premier exploitant nucléaire mondial, en nombre de réacteurs en exploitation (73 réacteurs dont le groupe EDF est exploitant nucléaire, parmi 449 réacteurs en exploitation dans le monde) ⁽²⁾. Avec 58 réacteurs en exploitation en France, l'électricité nucléaire constituait 48,3 % de la puissance électrique installée à fin 2017, et a assuré durant cette année 71,6 % de la production totale d'électricité

(1) Estimation donnée à titre indicatif. L'exhaustivité des effets économiques d'une hausse des taux pour le Groupe n'est pas présentée ici.

(2) Source : Agence Internationale de l'Énergie Atomique, Power Reactor Information System, source : <https://www.iaea.org/pris> indiquant qu'il existe 449 réacteurs nucléaires en exploitation dans le monde au 15 février 2018

2. FACTEURS DE RISQUES ET CADRE DE MAÎTRISE

Risques auxquels le Groupe est exposé

en France ⁽¹⁾. EDF exploite 15 réacteurs nucléaires au Royaume-Uni en y assurant 20,4 % de la production d'électricité en 2016 ⁽²⁾.

Le Groupe possède des installations nucléaires de base dans le cycle du combustible et réalise de nouvelles activités d'études, de fabrication d'équipements et de fourniture de services auprès d'autres exploitants nucléaires depuis l'intégration de la filiale New NP devenue Framatome dans le périmètre du Groupe.

Le Groupe possède par ailleurs des participations minoritaires dans des centrales nucléaires en exploitation aux États-Unis (au travers de CENG), en Belgique et en Suisse, sans toutefois en être l'exploitant. Le Groupe investit dans des projets de nouveaux réacteurs, en France, au Royaume-Uni, et en Chine et exerce son activité industrielle nucléaire dans d'autres pays. La part du nucléaire, énergie bas carbone et composante du mix électrique du Groupe représente ainsi un atout industriel important pour la compétitivité du Groupe.

Les activités nucléaires d'EDF portent les enjeux suivants :

- comme pour tout exploitant nucléaire, la sûreté nucléaire, reposant sur des dispositions techniques et organisationnelles pour se prémunir d'un accident nucléaire, et en cas hypothétique d'un accident, pour en limiter les conséquences, est inscrite de façon prioritaire et durable dans l'exercice de la responsabilité d'exploitant nucléaire. L'activité nucléaire est exercée sous le contrôle des autorités de sûreté nucléaire dans les pays dans lesquels le Groupe exerce une responsabilité d'exploitant nucléaire ;
- si l'activité nucléaire peut contribuer efficacement à la sécurité d'approvisionnement énergétique et à la lutte contre l'effet de serre, elle doit aussi démontrer sa compétitivité et son acceptation aux différentes échelles de temps sur lesquelles elle s'exerce. L'activité nucléaire nécessitant par nature des investissements conséquents et de long terme, la robustesse et l'efficacité sur la durée des programmes d'entretien et de mise à niveau du parc en exploitation, des nouveaux projets de réacteurs, et le respect des engagements de très long terme font l'objet d'une vigilance particulière. L'activité nucléaire est une activité industrielle qui réunit un grand nombre de partenaires industriels, en France, en Europe et à travers le monde. En France, EDF s'est vu confier, par les pouvoirs publics, le rôle de chef de file dans la filière nucléaire, avec intégration de la filiale New NP devenue Framatome, ce qui implique des risques spécifiques associés à l'exercice de cette responsabilité et aux activités de Framatome ;
- EDF étant le premier exploitant nucléaire mondial, l'exploitation du retour d'expérience mondial et l'intercomparaison avec les meilleures pratiques industrielles internationales ⁽³⁾ constituent un défi permanent pour permettre au Groupe EDF d'être en situation de pouvoir durablement maîtriser les risques et saisir les opportunités de ce positionnement mondial ;
- l'activité nucléaire nécessite que le groupe EDF puisse assurer la maîtrise de grands projets complexes pouvant durer plusieurs années. De tels projets nécessitent à leur tour l'acquisition et la maîtrise de technologies innovantes, notamment sur le plan numérique.

Une décision des pouvoirs publics français ou de l'Autorité de sûreté nucléaire conduisant à l'arrêt d'une ou plusieurs tranches de production d'électricité d'origine nucléaire pourrait avoir des conséquences négatives significatives sur le Groupe.

La loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte prévoit la réduction de la part du nucléaire dans la production d'électricité à 50 % à l'horizon 2025. Elle plafonne également à son niveau actuel (63,2 GW) la capacité totale autorisée de production d'électricité d'origine nucléaire. Cette disposition oblige en pratique EDF, pour obtenir l'autorisation de mise en service d'une nouvelle capacité de production nucléaire (comme celle de l'EPR de Flamanville), à décider la mise à l'arrêt d'une capacité équivalente. Des décisions d'arrêt prématuré d'un ou plusieurs réacteurs du parc d'EDF, ne résultant pas d'un choix industriel mais d'une application de la loi, pourraient donc intervenir. De telles décisions doivent entraîner une indemnisation d'EDF pour le préjudice subi, comme l'a rappelé le Conseil constitutionnel dans une décision du 13 août 2015. À cet égard, s'agissant de la centrale nucléaire de Fessenheim, les discussions avec l'État ont permis d'aboutir à un projet de protocole, approuvé par la Commission européenne, définissant les principes d'indemnisation et qui est décrit à la section 1.4.1.1.6 « La déconstruction des centrales nucléaires ». Ce protocole, qui a été autorisé par le Conseil d'administration d'EDF, prévoit une indemnisation qui comprend une part fixe initiale estimée à ce jour à environ 490 millions d'euros avec une prévision de versement de 20 % en 2019 et 80 % en 2021 et une part

(1) Source : RTE, <http://www.rte-france.com/fr/article/bilans-electriques-nationaux>

(2) Source : <https://www.iaea.org/pris/>

(3) Exploitation des standards et du retour d'expérience de l'Agence internationale de l'Énergie Atomique et de l'Association mondiale des exploitants nucléaires WANO.

additionnelle variable donnant lieu le cas échéant à des versements ultérieurs, reflétant le manque à gagner pour EDF jusqu'en 2041. La loi n° 2016-1918 du 29 décembre 2016 de finances rectificative pour 2016 a ouvert un compte spécifique en vue de financer le protocole d'indemnisation entre l'État et EDF relatif à la fermeture anticipée de la centrale nucléaire de Fessenheim. Enfin, il pourrait être décidé l'arrêt de nouveaux projets de construction nucléaire, pour lequel le Groupe aurait déjà investi des sommes importantes. Cette problématique concerne potentiellement tous les actifs nucléaires du Groupe.

De tels événements auraient des conséquences négatives significatives sur les perspectives, la situation financière, les résultats et l'image du Groupe, qui le conduiraient à demander des dédommagements sans certitude de les obtenir.

L'activité nucléaire du Groupe est soumise à des réglementations particulièrement détaillées et exigeantes, qui pourraient se renforcer.

L'activité nucléaire du Groupe est soumise à des réglementations détaillées et exigeantes, avec, notamment en France, un régime de contrôle et de réexamen périodique des installations nucléaires de base, qui porte, au premier chef, sur la sûreté nucléaire, la protection de l'environnement et de la santé publique, et d'autre part des considérations de sécurité contre les actes de malveillance (menace terroriste notamment). Ces réglementations peuvent faire l'objet d'un renforcement significatif de la part des autorités nationales ou européennes (voir section 1.5.6.2.2 « Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base »). Par ailleurs, un renforcement des réglementations ou une éventuelle non-conformité aux réglementations en vigueur ou futures pourrait conduire à devoir arrêter temporairement ou définitivement une ou plusieurs installations nucléaires du Groupe ou se traduire par des astreintes financières, comme le précise l'article L. 596-4 du Code de l'environnement. Les cas de non-conformités aux réglementations sont également susceptibles d'être utilisés par des tiers à l'encontre d'EDF et portés devant les tribunaux. L'augmentation du nombre des demandes de l'Autorité de la Sûreté Nucléaire (ASN) et le renforcement des contrôles peuvent accroître les coûts de remise en conformité et les risques pour EDF.

De tels événements pourraient se traduire par une augmentation significative des coûts relatifs aux actifs nucléaires du Groupe, ce qui aurait un impact négatif sur sa situation financière.

Le parc nucléaire exploité par le Groupe pourrait nécessiter des réparations ou des modifications lourdes ou coûteuses.

Le parc de centrales nucléaires actuellement exploitées par le Groupe en France est très standardisé (voir section 1.4.1.1.1 « Le parc nucléaire d'EDF »). Ceci permet notamment au Groupe de réaliser des économies d'échelle, de répercuter sur l'ensemble de son parc les améliorations effectuées sur les centrales plus récentes et d'anticiper, en cas de dysfonctionnement dans une centrale, les mesures à prendre dans les autres. Mais cette standardisation a pour corollaire le risque d'un dysfonctionnement commun à plusieurs centrales ou générations de centrales (voir section 1.4.1.1.2 « Exploitation du parc nucléaire et performances techniques »). Le Groupe ne peut pas garantir qu'il ne sera pas confronté à des réparations ou des modifications lourdes et coûteuses, à effectuer sur l'ensemble ou une partie du parc, ni même que surviennent des événements pouvant avoir un impact sur le fonctionnement du parc ou sur sa production, et entraîner un arrêt momentané ou la fermeture de tout ou partie du parc.

C'est ainsi qu'à l'occasion des réexamens périodiques effectués lors des visites décennales et à la suite de l'accident de la centrale de Fukushima, le Groupe a été conduit, tant de son propre chef qu'à la suite des prescriptions de l'ASN, à élaborer un important programme de travaux. Ce programme, appelé « Grand carénage », est destiné à rénover le parc existant, à augmenter le niveau de sûreté des réacteurs et, si les conditions en sont réunies, à poursuivre leur durée d'exploitation. Ce programme, dont le principe a été approuvé par le Conseil d'administration s'est traduit à partir de 2015 et pour les années à venir par des investissements supplémentaires significatifs et par une anticipation de certaines dépenses déjà prévues avant l'accident de Fukushima (voir sections 1.4.1.1.2 « Exploitation du parc nucléaire et performances techniques » et 1.4.1.1.5 « Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France »). La mise en œuvre industrielle de ces travaux sur les installations de production se traduira par une augmentation des coûts et une sollicitation plus importante des ressources internes et du tissu industriel, et est également susceptible de se traduire par une perte de disponibilité dans les années à venir. Les aléas d'exécution affectant le programme Grand carénage incluent un éventuel retard dans l'instruction des autorisations requises pour l'engagement des

opérations, notamment pour ce qui concerne les autorisations attendues de la part de l'ASN. Ils peuvent également concerner la fabrication et la livraison sur site des nouveaux équipements ou la réalisation des interventions sur les sites dans un contexte de forte densité d'opérations industrielles à mener concomitamment.

En France, les contrôles supplémentaires réalisés pour vérifier la conformité ou pour conforter la démonstration de sûreté nucléaire, et des mises à niveau de sûreté non programmées pour renforcer les marges de sûreté, ont conduit à une perte de production de plus de 6 TWh en 2017. Ceci a abouti, et pourrait aboutir dans l'avenir, à une revue à la baisse des objectifs de production nucléaire en France et/ou financiers du Groupe (voir section 1.4.1.1 « La production nucléaire d'électricité »). De plus, le Groupe exploite ou détient des participations dans des centrales nucléaires ailleurs dans le monde, notamment au Royaume-Uni, en Belgique, en Chine, et aux États-Unis, et peut également être confronté à des réparations ou modifications coûteuses à effectuer sur ces unités ou à des événements pouvant avoir des impacts sur leur fonctionnement, leur production ou leur disponibilité. Comme en France, des décisions des autorités de sûreté nucléaire de ces pays, impliquant des contrôles ou des travaux complémentaires, pourraient être prises, notamment dans l'exploitation du retour d'expérience international et pour traiter par anticipation les événements potentiellement précurseurs.

Par ailleurs, il ne peut être exclu également que, malgré la qualité d'exploitation et les modifications effectuées sur ses centrales par le Groupe, certaines d'entre elles fassent l'objet de modalités particulières d'exploitation pour renforcer les marges de sûreté en exploitation sur l'initiative de l'exploitant nucléaire, responsable de la sûreté nucléaire, ou sur demande de l'Autorité de sûreté.

L'ensemble de ces événements aurait un impact négatif sur la situation financière du Groupe et ses activités.

La survenance d'un nouvel accident nucléaire grave dans le monde pourrait avoir des conséquences significatives sur le Groupe.

Tout événement affectant de manière négative le nucléaire au niveau mondial est susceptible d'avoir des conséquences sur l'image, les activités, la productivité, la situation financière, les résultats et les perspectives du Groupe comparativement plus importantes que pour ses concurrents qui ont proportionnellement moins recours à cette source d'énergie.

Quelles que soient les mesures prises lors de la conception ou pendant l'exploitation, un accident grave est toujours possible sur une installation nucléaire, comme le démontre l'accident nucléaire survenu au Japon, sur le site de Fukushima Daichi, à la suite du séisme et du tsunami du 11 mars 2011. La prise en compte en France du retour d'expérience de cet accident est décrite à la section 1.4.1.1.5 « Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France, chapitre évaluations complémentaires de sûreté (ECS) consécutives à l'accident de Fukushima ». Un tel nouvel accident dans le monde pourrait avoir pour effet de provoquer un rejet du nucléaire par l'opinion publique, entraînant la décision par les autorités compétentes de durcir sensiblement les conditions d'exploitation des centrales, de ne pas autoriser la poursuite d'exploitation proposée, les conduisant à ne plus autoriser temporairement ou définitivement l'exploitation d'une ou plusieurs installations nucléaires ou les amenant à envisager de mettre fin à la production d'électricité d'origine nucléaire et donc à suspendre ou annuler tout projet de développement de centrales nucléaires en cours. Des décisions de ce type ont ainsi été prises en Allemagne (arrêt de la production d'origine nucléaire) et en Italie (arrêt des projets de construction de centrales nucléaires) à la suite de l'accident de Fukushima. Il ne peut pas non plus être exclu qu'une décision de ce type soit prise même en l'absence d'un tel accident.

Un tel accident pourrait aussi avoir pour effet, en cas de proximité avec une ou plusieurs installations du Groupe, de contaminer leur environnement et compromettre ainsi leur exploitation.

De tels événements auraient un impact négatif majeur sur le modèle économique, la stratégie, les activités, les résultats et la situation financière ainsi que les perspectives du Groupe.

Le Groupe pourrait ne pas obtenir l'autorisation de poursuivre l'exploitation de ses réacteurs au-delà de l'échéance prévue actuellement, voire ne pas être autorisé à les exploiter jusqu'à cette échéance.

En France, dans le cadre des études associées aux troisièmes visites décennales du palier 900 MW, l'ASN a publiquement indiqué début juillet 2009 qu'elle n'a pas identifié de problème générique mettant en cause la capacité d'EDF à maîtriser la

sûreté nucléaire de ses réacteurs de 900 MW jusqu'à 40 ans. Comme le prévoit la réglementation, cette position de l'ASN est complétée par une décision prise réacteur par réacteur à l'issue de chaque troisième visite décennale (voir section 1.4.1.1.5 « Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France »). Ainsi, à fin 2017, plus de 85 % des tranches du palier 900 MW ont terminé leur troisième visite décennale et, pour 11 d'entre elles, l'ASN a déjà rendu son avis définitif au ministre et ne s'est pas opposée à la poursuite du fonctionnement, sous réserve du respect de prescriptions complémentaires qu'elle a édictées.

Afin de reporter la construction de nouvelles unités et les investissements y afférents, et de continuer à bénéficier de la production bas carbone et des flux de trésorerie provenant de son parc existant, le Groupe vise à poursuivre la durée de fonctionnement de son parc nucléaire en France après 40 ans. L'ASN a fait examiner les propositions d'amélioration faites par EDF par le groupe permanent « réacteurs » en 2012, qui a jugé ces propositions de façon positive, en recommandant qu'elles soient complétées et, pour certaines, renforcées. Les échanges avec l'ASN se poursuivent sur cette base. L'ASN a précisé par lettre du 20 avril 2016 sa position relative aux orientations génériques du réexamen périodique associé aux quatrième visites décennales des réacteurs (VD4-900) du palier 900 MWe, et traitées dans le Groupe permanent « Orientations » d'avril 2015. Ce réexamen périodique, à l'instar des précédents comprendra d'une part une vérification de la conformité des installations au référentiel actuel et d'autre part une réévaluation de sûreté pour améliorer encore le niveau de sûreté en prenant en compte d'une part les meilleures pratiques internationales, et d'autre part, l'état des installations, l'expérience acquise au cours de l'exploitation et l'évolution des connaissances et des règles applicables aux installations similaires. L'ASN examinera réacteur par réacteur la poursuite du fonctionnement sur la base d'un rapport de conclusions de réexamen périodique, prenant en compte les résultats des contrôles et des essais de requalification. Le premier rapport de conclusion de quatrième réexamen du palier 900 est prévu d'être disponible en février 2020 pour Tricastin 1. Par ailleurs, le Président de l'ASN a confirmé que l'avis générique serait rendu en 2020 (au lieu de 2019) et que les prescriptions opposables et applicables à EDF seront quant à elles remises en 2021 par l'ASN. L'ASN se basera sur les éléments clé suivants : Note de Réponse aux Objectifs qui a été transmise le 28 février 2018 à l'ASN et qui fait le bilan des dispositions proposées par EDF dans le cadre du quatrième réexamen périodique du palier 900, le résultat de la consultation du public sur la phase générique du réexamen qui sera lancée au deuxième semestre 2018 sous la supervision du Haut Comité pour la Transparence et l'Information sur la Sécurité Nucléaire, les conclusions du groupe permanent « réacteurs » actuellement prévu en 2020 et le premier rapport de conclusion du quatrième réexamen périodique qui devrait être transmis par EDF en février 2020 pour le premier réacteur concerné. Pour chaque réacteur, pour chaque étape d'autorisation, l'ASN se prononcera sur les dispositions prises par l'exploitant et pourra édicter des prescriptions complémentaires. Des solutions sont étudiées pour démontrer la capacité des équipements non remplaçables, à savoir les enceintes de confinement et les cuves des réacteurs, à assurer leur fonction jusqu'à 60 ans. Ces études, qui s'appuient sur les données disponibles en France mais également à l'international⁽¹⁾ visent à confirmer les marges de sûreté disponibles pour les durées de fonctionnement en cours d'instruction au-delà de 40 ans.

En 2016, toutes les conditions techniques, économiques et de gouvernance nécessaires permettant de mettre en adéquation la durée d'amortissement du parc nucléaire France avec la stratégie industrielle du Groupe ont été réunies (voir notes 1.3.2 « Jugements et estimations de la direction du Groupe » et 3.7.1 « Allongement à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales nucléaires REP 900 MW en France » de l'annexe aux états financiers au 31 décembre 2017). Les comptes consolidés au 31 décembre 2017 intègrent l'allongement de 40 ans à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales du palier REP 900 MW hors Fessenheim, sans préjuger des décisions d'autorisation de poursuite d'exploitation qui seront données tranche par tranche par l'ASN après chaque visite décennale.

La durée d'amortissement des autres paliers du parc nucléaire France (1 300 MW et 1 450 MW), qui sont plus récents, est, à ce stade, maintenue à 40 ans, les conditions pour un allongement n'étant pas réunies à ce stade. L'allongement ultérieur de ces autres paliers demeure un objectif industriel du Groupe, qui sera poursuivi en lien avec les orientations de la politique énergétique.

Le Groupe ne peut cependant garantir qu'il obtiendra en France de la part des autorités compétentes la poursuite de fonctionnement escompté. Ces extensions pourraient aussi être obtenues sous certaines conditions, dont les incidences financières seraient telles, notamment en termes d'investissements, qu'elles pourraient affecter la stratégie du Groupe en matière de poursuite de la durée

(1) The Nuclear Regulatory Commission (NRC) staff has defined subsequent license renewal (SLR) to be the period of extended operation from 60 years to 80 years. <https://www.nrc.gov/reactors/operating/licensing/renewal/subsequent-license-renewal.html>.

2. FACTEURS DE RISQUES ET CADRE DE MAÎTRISE

Risques auxquels le Groupe est exposé

d'exploitation de ses centrales ou la capacité du Groupe à poursuivre sa stratégie globale d'investissements.

Au Royaume-Uni, la durée actuellement prévue pour l'exploitation des centrales du parc nucléaire existant d'EDF Energy varie entre 41 et 47 ans pour les centrales du type réacteur avancé au gaz (RAG) et est de 40 ans pour le réacteur à eau pressurisée (REP). Depuis leur acquisition par EDF Energy, la durée de fonctionnement des centrales RAG a été allongée de 10 ans en moyenne, et l'objectif pour la centrale REP est de poursuivre son fonctionnement durant 20 ans après les 40 ans actuellement prévus (voir section 1.4.5.1.2.1 « Production nucléaire »). Néanmoins, compte tenu des règles de sûreté nucléaire applicables au Royaume-Uni, le Groupe ne peut garantir qu'EDF Energy obtiendra les autorisations nécessaires le moment venu pour exploiter ses centrales nucléaires existantes jusqu'à la date de fin d'exploitation actuellement prévue, ou que ces autorisations ne seront pas obtenues sous réserve de conditions entraînant pour le Groupe des dépenses ou des investissements significatifs.

Pour les centrales nucléaires où EDF n'est pas en charge de l'exploitation, mais possède des participations financières (États-Unis, Belgique, Suisse), le Groupe est exposé financièrement aux mêmes risques : perte de recettes et dépréciation d'actif en cas d'arrêt du fonctionnement ou nécessité de participer aux investissements supplémentaires pour pouvoir continuer à fonctionner. Le Groupe ne peut cependant garantir que ces centrales pourront effectivement être exploitées sur les durées prévues à ce jour, notamment en cas d'incident impactant la sûreté ou la disponibilité des installations.

L'ensemble de ces événements pourrait avoir, en cas d'occurrence, un impact négatif significatif sur la situation financière du Groupe.

La construction et l'exploitation des premiers EPR pourraient rencontrer des difficultés susceptibles de se répercuter sur les autres projets.

Le Groupe a engagé la réalisation de l'*European Pressurized water Reactor* (EPR) (voir section 1.4.1.2 « Projets Nouveau Nucléaire ») en vue de renouveler son parc nucléaire en France et afin de permettre la construction de nouvelles installations en Europe et à l'international. Ce réacteur, dit de troisième génération, a été conçu en s'appuyant sur le retour d'expérience du parc existant pour apporter une avancée significative en matière de sûreté en exploitation. Aucun réacteur de cette conception n'est encore en exploitation dans le monde, et les enjeux industriels et financiers associés sont très importants pour le Groupe. La mise en service commerciale d'un réacteur est précédée d'une longue période d'essais de démarrage qui commence avec les premiers essais permis par l'achèvement des premiers montages électromécaniques et qui se poursuit avec les essais d'ensemble. Cette période est jalonnée par des autorisations de l'Autorité de sûreté, dont en particulier l'autorisation de chargement en combustible nucléaire qui précède l'autorisation de démarrage et de première divergence du réacteur lui-même.

Si le retour d'expérience établi entre les projets EPR permet d'anticiper sur d'éventuelles mesures génériques à prendre, des difficultés peuvent survenir lors des essais de démarrage et du début d'exploitation de chacun des projets EPR, et avoir une incidence sur les autres projets. Ces difficultés pourraient être de nature à réinterroger les conditions d'autorisation des autorités de sûreté des pays concernés, ou à remettre en cause la performance économique, voire le retour sur investissement attendu des différents projets. Ceci pourrait avoir un impact négatif sur la situation financière du Groupe. Ces différentes difficultés pourraient ralentir ou empêcher la réalisation d'autres projets EPR dans lesquels pourrait s'engager le Groupe.

En France, la poursuite des essais de démarrage du réacteur de Flamanville 3 pourrait connaître de nouveaux aléas. En septembre 2015, EDF a communiqué un nouveau calendrier et une actualisation du coût de construction du projet à 10,5 milliards d'euros⁽¹⁾. Le calendrier de réalisation et le budget du projet n'ont pas évolué depuis 2015. Les essais à froid ont été réalisés avec succès. Les essais à chaud et le chargement du combustible nucléaire sont prévus en 2018. L'état d'avancement du projet est présenté en section 1.4.1.2.2 « État d'avancement du projet EPR de Flamanville ».

La réalisation de ce calendrier et le respect de ce budget restent néanmoins conditionnés par la réussite des essais de démarrage encore à réaliser et par l'obtention des différentes autorisations qui doivent encore être délivrées par l'ASN. La tenue de trois groupes permanents d'experts mandatés par l'ASN a permis de converger sur les requis techniques que l'EPR doit satisfaire. À fin 2017, 95 % du

dossier de demande de mise en service a été instruit et un groupe permanent d'expert se tiendra en 2018 pour permettre à l'ASN de se prononcer sur l'autorisation de chargement en combustible nucléaire. Le Groupe pourrait faire face à de nouveaux aléas, ne pas obtenir les prochaines autorisations attendues ou les voir remises en cause par des décisions judiciaires ou administratives.

En Chine, le Groupe a une participation de 30 % à côté de son partenaire chinois CGN au sein de TNPJVC (Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Limited), qui va exploiter deux réacteurs EPR actuellement en cours d'essais de démarrage à Taishan. La rentabilité de ces deux réacteurs demeure soumise à l'obtention de conditions favorables de rachat de l'électricité. Le calendrier du démarrage des deux réacteurs a été revu en 2017 par l'actionnaire majoritaire (CGN) et la mise en service commerciale du premier réacteur est prévue en 2018, et celle du deuxième réacteur en 2019. Taishan 1, qui a terminé avec succès ses essais à chaud, est dans l'attente de l'autorisation de l'Autorité de sûreté chinoise pour le chargement de son combustible nucléaire dans le réacteur, et pourrait constituer le premier réacteur EPR dans le monde à franchir cette étape (voir sections 1.4.1.2.3.2 « EPR de Taishan » et 1.4.5.3.6.1 « Activités en Chine »).

Au Royaume-Uni, la maîtrise de la conception et la mise sous contrôle des fabrications et du chantier conditionnent la rentabilité du projet Hinkley C et le financement des autres éventuels futurs projets au Royaume-Uni. Le Groupe a une participation de 66,5 % dans le Projet Hinkley Point C, avec à ses côtés son partenaire chinois CGN pour un montant de 33,5 %. Le jalon du premier béton de sûreté nucléaire du bâtiment de la tranche 1 est prévu mi-2019, sous réserve que le design définitif soit bien arrêté fin 2018. Le respect de ces jalons conditionne l'échéance de la mise en service commerciale du premier réacteur prévue pour fin 2025 (voir sections 1.4.1.2.3.1 « EPR d'Hinkley Point C » et 1.4.5.1.2.5 « Division Nouveau Nucléaire »). Les coûts à terminaison du projet sont désormais estimés à 19,6 milliards de livres sterling 2015⁽²⁾ en augmentation de 1,5 milliard de livres sterling 2015 par rapport aux évaluations précédentes. Cette estimation est conditionnée par la réussite de plans d'actions opérationnels, en partenariat avec les fournisseurs. Les surcoûts estimés, nets des plans d'action, résultent essentiellement d'une meilleure appréhension du design, adapté aux demandes des régulateurs, du volume et du séquençage des travaux sur site et de la mise en place progressive des contrats fournisseurs avec un contrôle adapté aux enjeux. Le taux de rentabilité prévisionnel (TRI) pour EDF est désormais estimé à environ 8,5 % contre environ 9 % initialement. Par ailleurs, le risque de report de la mise en service commerciale est estimé à 15 mois pour la tranche 1 et à 9 mois pour la tranche 2. Ce risque induirait un coût supplémentaire potentiel de l'ordre de 0,7 milliard de livres sterling 2015. Dans cette hypothèse le TRI pour EDF serait d'environ 8,2 %⁽³⁾. Le TRI du projet est sensible au taux de change et pourrait être réduit si la Livre Sterling continuait à baisser par rapport à l'euro.

EDF a également signé deux autres accords avec CGN relatifs aux études sur deux projets de construction nucléaire au Royaume-Uni, Sizewell C et Bradwell B. Les accords qui sécurisent les revenus de Hinkley Point C précisent la révision de prix dans le Contrat pour Différence en cas de décision d'investissement concernant Sizewell C. La capacité d'EDF à prendre une décision finale d'investissement et à financer ces projets au-delà de la phase de développement pourrait dépendre de la maîtrise du projet Hinkley Point C, de l'existence de partenaires et d'un cadre de régulation et de financement adapté.

Le Groupe dépend, pour ses activités nucléaires, d'un nombre limité d'acteurs pour des compétences spécifiques.

Même si le Groupe met en œuvre une politique de diversification de ses fournisseurs et prestataires dans le domaine du nucléaire, il dépend actuellement d'un nombre limité d'acteurs et de personnes disposant de compétences spécifiques et de l'expérience nécessaire. Cette situation réduit l'exercice de la concurrence sur des marchés où EDF est acheteur et crée un risque d'exposition pour le Groupe à la défaillance de l'un ou plusieurs de ces fournisseurs ou de prestataires disposant de compétences spécifiques, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur les résultats et la situation financière du Groupe. C'est le cas en particulier pour Orano, Westinghouse, GE et Alstom mais également pour une grande partie des constructeurs de l'industrie nucléaire, ainsi que des principaux prestataires de services de maintenance (voir section 2.3 « Facteurs de dépendance »). Les changements d'actionnariat ou de gouvernance de ces différents prestataires peuvent également avoir une incidence sur la qualité, la continuité opérationnelle des contrats en cours, ou le coût des services rendus et des produits livrés.

(1) En euros 2015, hors intérêts intercalaires.

(2) Hors intérêts intercalaires et hors effet de change par rapport à un taux de change de référence du projet de 1 £ = 1,23 €.

(3) TRI calculé au taux de change de juillet 2017 (1 livre sterling = 1,16 euro). Toute évolution du taux de change pourrait impacter le TRI.

La création d'Edvance et la réussite de l'intégration de Framatome dans le Groupe pourraient permettre de nouvelles synergies et renforcer l'efficacité industrielle et la compétitivité de la filière

La maîtrise de la conception par l'exploitant nucléaire des réacteurs nucléaires est un enjeu de sûreté nucléaire. La création d'Edvance s'inscrit dans le concept de modèle intégré producteur-fournisseur qui a fait ses preuves dans plusieurs pays pour les réacteurs industriels de production d'électricité, et qui a contribué à permettre à EDF d'être aujourd'hui le premier exploitant nucléaire mondial. Le 17 mai 2017, le Conseil d'administration d'EDF a approuvé la création de la société Edvance qui conclut le rapprochement des ingénieries d'EDF et d'AREVA NP. Il s'agit d'un jalon essentiel dans la refondation de la filière nucléaire française annoncée en juin 2015. Edvance prend en charge les projets de conception (*basic design*) et de réalisation (études, assistance à l'approvisionnement, montage et mises en service) d'îlots nucléaires et de contrôle commandé des nouveaux réacteurs en construction, en France et à l'international. EDF détient 80 % du capital de la société et Framatome en détient 20 %. Cette nouvelle entité a été créée indépendamment de l'acquisition par EDF de New NP le 31 décembre 2017 devenue Framatome le 4 janvier 2018. La réussite de cette transformation conditionne la compétitivité de la filière nucléaire, la réussite des projets EPR en cours et à venir, et la performance financière du Groupe (voir section 1.4.1.2.3.4 « Création de la société Edvance »).

Suite à l'approbation de leurs Conseils d'administration respectifs les 13 et 14 décembre 2017, AREVA SA et EDF ont signé le 22 décembre 2017 les accords engageants définitifs fixant les termes de la cession d'une participation conférant à EDF le contrôle exclusif de Framatome. Les contrats relatifs au projet d'EPR Okiluoto 3 en Finlande et les moyens nécessaires à l'achèvement du projet, ainsi que certains contrats relatifs à des pièces forgées dans l'usine du Creusot, restent au sein d'Areva NP, dans le périmètre d'AREVA SA. Cette signature est intervenue suite à l'avis positif émis par l'ASN sur la mise en service de la cuve du réacteur de Flamanville 3. Elle a fait également suite à la réalisation et aux conclusions satisfaisantes des audits qualité réalisés dans les usines du Creusot, de Saint-Marcel et de Jeumont, s'agissant des contrats repris par Framatome. Pour ces contrats, EDF reste en tout état de cause garanti par AREVA SA de tout risque résiduel résultant de ces audits.

L'acquisition d'une participation de 75,5 % au capital de New NP a été réalisée en date du 31 décembre 2017. New NP devenue Framatome le 4 janvier 2018 est l'entité issue du Groupe Areva qui regroupe les activités industrielles, de conception et de fourniture de réacteurs nucléaires et d'équipements, d'assemblages combustible et de services à la base installée. (Voir section 1.4.1.3 « Framatome »).

EDF poursuit l'examen exhaustif des dossiers de fabrication des composants en provenance de l'usine Creusot Forge (71), installés sur ses réacteurs nucléaires en fonctionnement. Cette démarche s'inscrit dans le cadre du plan qualité d'AREVA engagé depuis 2015, en lien avec EDF, sous contrôle de l'Autorité de sûreté nucléaire. L'examen approfondi de ces dossiers a permis de dresser une liste de constats dans la traçabilité et la transcription des documents ainsi que dans la réalisation des opérations de fabrication. Chacun des dossiers est analysé afin de démontrer l'aptitude au fonctionnement en toute sûreté des équipements concernés. La revue exhaustive des dossiers de fabrication de Creusot Forge se poursuivra jusqu'au 31 décembre 2018. Il n'est pas exclu que les conclusions de ces analyses aient un impact négatif sur la disponibilité de réacteurs nucléaires d'EDF ou sur les performances financières du Groupe. Il n'est pas exclu qu'une non-qualité dans la fabrication pour d'autres exploitants nucléaires qu'EDF puisse avoir également une incidence sur les performances financières du Groupe.

La réussite de l'intégration de Framatome au sein du groupe EDF, ce qui suppose une convergence dans les perspectives en matière de projets nucléaires, et le développement des synergies en résultant devraient permettre à l'industrie nucléaire française d'être plus performante, réactive et efficace dans la réalisation des travaux majeurs comme le Grand carénage du parc en exploitation et la réalisation de nouveaux projets nucléaires. La non-atteinte de ces objectifs pourrait être de nature à remettre en cause la compétitivité de la filière nucléaire en France et de celle du Groupe dans son développement international.

Le Groupe est exposé aux variations des conditions d'approvisionnement en uranium et des services de conversion et d'enrichissement.

Une partie des coûts d'exploitation du Groupe est constituée d'achats de combustibles nucléaires.

Pour son parc nucléaire en France et au Royaume-Uni, EDF s'approvisionne en uranium et en services de conversion et d'enrichissement au travers de contrats à long terme pourvus de mécanismes de couverture permettant d'atténuer et de lisser dans le temps les fluctuations de prix. Le fournisseur principal est le groupe Orano,

mais EDF mène une politique de diversification en se fournissant auprès d'autres industriels (voir sections 2.3 « Facteurs de dépendance » et 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »). Les prix et les volumes disponibles de l'uranium et des services de conversion et d'enrichissement subissent des fluctuations qui dépendent de facteurs ne relevant pas du contrôle du Groupe, notamment politiques et économiques (en particulier, perspectives de rentabilité des investissements miniers, déséquilibre offre/demande ou tension sur l'offre, liée par exemple à la survenance d'un incident d'exploitation dans une mine d'uranium ou une usine du cycle, à un retard dans la mise en service d'une nouvelle mine ou à un événement entraînant une instabilité politique dans un pays producteur).

Le Groupe ne peut cependant garantir que les contrats conclus, en France et à l'international, apporteront une protection complète contre des variations brutales ou importantes des prix à la hausse. Le Groupe ne peut pas non plus garantir qu'à l'échéance des contrats de long terme, il pourra les renouveler, notamment à des conditions de prix équivalentes. Cela pourrait avoir un impact négatif sur la situation financière du Groupe.

Pour le fonctionnement de ses réacteurs nucléaires, le Groupe est dépendant du bon fonctionnement des transports routiers et ferroviaires, notamment pour le combustible.

Le transport du combustible nucléaire, neuf ou usé, est une opération très particulière qui nécessite des mesures de sûreté et de sécurité spécifiques et contraignantes. Ces contraintes pourraient encore s'accroître, générant des difficultés et des coûts supplémentaires pour le Groupe. Par ailleurs, divers facteurs qui échappent au contrôle du Groupe (protestations des riverains ou d'associations antinucléaires, par exemple, sous forme de manœuvres d'empêchement des transports de matières nucléaires) peuvent ralentir ces opérations. Elles pourraient même être interrompues, notamment en cas d'accident. Dans ce cas, le Groupe devrait ralentir, voire interrompre, tout ou partie de la production sur les sites concernés, soit du fait de la non-livraison d'assemblages neufs, soit du fait de la saturation des dispositifs d'entreposage des sites, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur la situation financière du Groupe (voir section 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »).

Le Groupe reste responsable de la plupart des combustibles usés et des déchets radioactifs issus de ses centrales nucléaires, et notamment des déchets à Haute et Moyenne Activité à Vie longue issus des combustibles usés.

L'aval du cycle du combustible nucléaire est présenté à la section 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés ». En France, en tant qu'exploitant de centrales nucléaires et producteur de déchets radioactifs, EDF est légalement responsable des combustibles usés depuis leur sortie de centrale, des opérations de traitement et de la gestion à long terme des déchets radioactifs qui en sont issus. Il assume cette responsabilité, sur les plans techniques et financiers, conformément aux orientations définies par les pouvoirs publics et sous leur contrôle. EDF est également responsable de tous les déchets radioactifs produits durant l'exploitation des centrales et leur démantèlement.

La responsabilité du Groupe pourrait être recherchée en particulier en tant qu'exploitant nucléaire ou producteur de déchets radioactifs, au sens de la législation applicable aux déchets, en cas d'accident et en cas de dommage aux tiers ou à l'environnement liés aux combustibles usés ou aux déchets, même s'ils sont manipulés, transportés, détenus, entreposés ou stockés par d'autres intervenants que le Groupe (en particulier, en France, le groupe Orano et l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (ANDRA), notamment en cas de défaillance de ces derniers.

En France, la gestion à long terme des déchets radioactifs a fait l'objet de divers travaux dans le cadre des lois de programme n° 91-1381 du 30 décembre 1991 relative aux recherches sur la gestion des déchets radioactifs et n° 2006-739 du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs (voir section 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés » – « Déchets de Haute Activité à Vie longue (HAVL) »). Le Groupe ne peut garantir que l'ensemble de ses déchets de Haute et Moyenne Activité à Vie longue constitueront des « déchets radioactifs ultimes » au sens de l'article L. 542-1-1 du Code de l'environnement et que ces déchets pourront en conséquence être directement stockés en couche géologique profonde, d'autant que l'ordonnance nucléaire du 10 février 2016 prise en application de la loi n° 2015-992 relative à la transition énergétique pour la croissance verte prévoit un pouvoir de requalification des matières radioactives en déchets radioactifs et inversement par l'autorité administrative. Le Groupe ne peut pas non plus garantir dans quel délai les autorisations permettant un tel stockage seront attribuées par les pouvoirs publics,

2. FACTEURS DE RISQUES ET CADRE DE MAÎTRISE

Risques auxquels le Groupe est exposé

ni quelles en seront les orientations techniques, ce qui est de nature à faire peser des incertitudes sur le devenir des déchets, sur la responsabilité et sur les coûts qui en résulteront pour EDF (voir en section 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés » – « Le stockage des déchets ultimes conditionnés »).

Au Royaume-Uni, lors de la restructuration de British Energy, des accords avaient été conclus avec les autorités concernant la gestion de certains déchets radioactifs issus des centrales nucléaires existantes (voir section 1.4.5.1.2.1 « Production nucléaire »). Aux termes de ces accords, la responsabilité et certains coûts liés à la gestion de certains déchets radioactifs sont transférés au gouvernement britannique. Néanmoins, EDF Energy Nuclear Generation Group Ltd. conserve la responsabilité financière ainsi que la responsabilité technique et juridique pour la gestion, le stockage et le retraitement des déchets qui n'entrent pas dans le périmètre des accords précités.

La directive n° 2011/70/Euratom du 19 juillet 2011 témoigne de la volonté du Conseil d'établir un cadre européen partagé pour la gestion responsable et sûre du combustible usé et des déchets radioactifs (voir section 1.5.6.2.2 « Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base »).

Pour les centrales nucléaires où EDF n'est pas en charge de l'exploitation, mais possède des participations financières (États-Unis, Belgique, Suisse, Chine), le Groupe est exposé financièrement à hauteur de sa participation à contribuer aux charges futures liées à la gestion des combustibles usés et des déchets.

Le Groupe ne peut garantir qu'il disposera, en temps utile et à des conditions financières acceptables, de solutions de stockage et de traitement des déchets radioactifs issus des centrales qu'il exploite dans les pays concernés, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur la situation financière du Groupe.

Les provisions constituées par le Groupe pour les opérations de traitement du combustible usé, la reprise et le conditionnement des déchets et pour la gestion à long terme des déchets peuvent être amenées à augmenter significativement en cas de révision des hypothèses de coûts et de séquençement dans le temps des travaux.

En France, EDF a constitué des provisions pour les opérations de gestion (transport, traitement, conditionnement en vue du recyclage) du combustible nucléaire usé (voir note 29.1.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017) à partir des conditions de prix et de volume de l'accord-cadre signé avec AREVA en décembre 2008 et déclinées dans les contrats d'application successifs. Celui relatif à la période 2016-2023 a été signé en février 2016 (voir section 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »). Le montant des provisions actuellement constituées pour couvrir la période non couverte par le contrat actuel devrait être réévalué si les conditions du renouvellement de ce contrat se révélaient plus onéreuses que celles actuellement applicables.

EDF a également constitué des provisions pour la gestion à long terme des déchets, évaluées sur l'hypothèse du stockage géologique et sur la base d'une déclinaison raisonnable des travaux menés en 2006 par un groupe de travail réunissant l'ANDRA, les pouvoirs publics et les producteurs de déchets radioactifs (voir note 29.1.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017 et section 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »). À l'issue d'un nouvel exercice de chiffrage du coût du stockage profond, sous le pilotage de la DGEC et auquel EDF a été associé, la ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie a, par arrêté du 15 janvier 2016, fixé le nouveau coût de référence à 25 milliards d'euros aux conditions économiques du 31 décembre 2011. Ce coût a été pris en compte dans les comptes du Groupe à fin 2015 (voir note 29.1.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017). L'estimation actuelle est basée sur le corps d'hypothèses de l'avant-projet sommaire et sera régulièrement révisée en fonction de l'avancement du projet, comme le précise l'arrêté de la ministre. L'Avis n° 2018-AV-0300 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 11 janvier 2018 relatif au dossier d'options de sûreté présenté par l'Andra pour le projet Cigeo de stockage de déchets radioactifs en couche géologique profonde précise que le projet a atteint globalement une maturité technologique satisfaisante au stade du dossier d'options de sûreté. Les réserves qui subsistent et l'instruction complémentaire qui sera menée pour l'obtention par l'Andra de l'autorisation de création du stockage géologique pourraient conduire à une révision des provisions pour la gestion à long terme des déchets.

Le montant des provisions actuellement constituées est cependant susceptible d'évoluer dans les prochaines années. En effet, l'évaluation de ces provisions est sensible aux hypothèses retenues en termes de coûts, de taux d'inflation, de taux d'actualisation à long terme et d'échéanciers de décaissements. Le montant de ces provisions, conformément au Code de l'environnement, fait l'objet d'un contrôle par

l'autorité administrative formée conjointement par les ministres de l'économie et de l'énergie, qui vérifie en particulier la suffisance des charges provisionnées et impose un plafond au taux d'actualisation des provisions. Compte tenu de ces éléments de sensibilité, la modification de certains paramètres pourrait conduire à une révision significative des montants provisionnés. Si tel était le cas, cela pourrait avoir un impact négatif significatif sur la situation financière du Groupe (voir note 29.1.5 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017).

La note 29.1.5.2 « Analyses de sensibilité aux hypothèses macroéconomiques » de la note 29.1 « Provisions nucléaires en France » de l'annexe aux états financiers consolidés au 31 décembre 2017 indique la correspondance entre d'une part « les charges aux conditions économiques de fin de période », qui représentent les montants de devis au 31 décembre 2017, et « les montants provisionnés en valeur actualisée ». S'agissant de la gestion du combustible usé, les montants des charges aux conditions économiques de fin de période sont évalués à 19 058 millions d'euros la provision correspondante est de 10 786 millions d'euros. S'agissant de la gestion à long terme des déchets et de la reprise et du conditionnement des déchets, les montants des charges aux conditions économiques de fin de période sont évalués à 30 599 millions d'euros, la provision correspondante est de 9 540 millions d'euros, l'effet d'actualisation étant très important du fait des échéances très éloignées de stockages des déchets. La note 29.1.5.2 « Analyses de sensibilité aux hypothèses macroéconomiques » indique les analyses de sensibilité sur les provisions et sur le résultat du Groupe, à une variation du taux d'actualisation, pour les différentes catégories de provisions.

Les provisions constituées par le Groupe pour les opérations de déconstruction des installations nucléaires peuvent être amenées à augmenter significativement en cas de révision des hypothèses. En particulier, la déconstruction du parc nucléaire existant pourrait présenter des difficultés qui ne sont pas envisagées aujourd'hui ou s'avérer sensiblement plus coûteuse que ce qui est aujourd'hui prévu.

Les opérations en cours concernent les centrales qui ont été construites et exploitées avant le parc nucléaire actuel ainsi que la centrale de Superphenix (centrales de « première génération »). Ces opérations couvrent quatre technologies différentes de réacteurs : réacteur à eau lourde (Brennilis), réacteur rapide refroidi au sodium (Superphenix à Creys-Malville), réacteur modéré au graphite et refroidi au gaz (réacteurs UNGG à Chinon, Saint Laurent et Bugey) et réacteur à eau pressurisé (« REP » à Chooz). Ces opérations constituent des premières pour EDF et à l'exception du REP, elles concernent des technologies de réacteurs pour lesquelles le retour d'expérience international est faible voire inexistant. Elles nécessitent donc le développement de méthodes et technologies nouvelles qui comportent un risque plus important que des technologies disposant déjà d'un retour d'expérience. La déconstruction du REP à Chooz bénéficie d'un retour d'expérience (essentiellement américain et limité) mais présente la particularité originale de se situer dans une caverne, ce qui en fait également une opération singulière pour laquelle le retour d'expérience n'est pas immédiatement transposable et qui comprend des risques spécifiques.

Le retour d'expérience acquis sur le REP de Chooz permet de rendre robuste autant que possible les études et l'estimation des coûts futurs de la déconstruction du parc nucléaire actuellement en fonctionnement (centrales de « deuxième génération »). Néanmoins, EDF, ni aucun autre opérateur, n'a aujourd'hui engagé un programme de déconstruction à une échelle comparable à celle du parc REP actuel et les estimations comportent donc des risques qui sont notamment associés à cet effet d'échelle (voir section 1.4.1.1.6 « La déconstruction des centrales nucléaires »).

Pour la France, le Groupe a constitué des provisions pour couvrir les dépenses prévues pour la déconstruction et pour la gestion des derniers cœurs. Le montant des provisions actuellement constituées est cependant susceptible d'évoluer dans les prochaines années. En effet, l'évaluation de ces provisions est sensible aux hypothèses retenues en termes de procédés techniques, de coûts, de taux d'inflation, de taux d'actualisation à long terme et d'échéanciers de décaissements. Le montant de ces provisions, conformément au Code de l'environnement, fait notamment l'objet d'un contrôle par l'autorité administrative, qui vérifie en particulier la suffisance des charges provisionnées et impose un plafond au taux d'actualisation des provisions. Le calendrier et le coût des travaux sont également dépendants des autorisations administratives et de la disponibilité au moment nécessaire des centres de stockage de déchets radioactifs ou d'autres installations nécessaires au conditionnement ou à l'entreposage des colis de déchets (voir section 1.4.1.1.6 « La déconstruction des centrales nucléaires »). Un centre de stockage dédié aux déchets à Faible Activité et Vie longue (FAVL), comme le graphite, est prévu par la loi n° 2006-739 du 28 juin 2006. L'ANDRA a transmis un rapport d'étape en juillet 2015 dans le cadre du plan national de gestion des

matières et des déchets radioactifs (PNGMDR). Ce rapport évalue plusieurs concepts de stockage et ouvre la perspective d'un stockage sur le site de Soulaines pour les déchets de graphite. Un schéma industriel global de la gestion de l'ensemble des déchets radioactifs FA-VL est prévu par le PNGMDR avant la fin 2019. (voir section 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »). Compte tenu de ces éléments de sensibilité, la modification de certains paramètres pourrait conduire à une révision significative des montants provisionnés, et le Groupe ne peut donc garantir que les provisions ainsi constituées seront équivalentes aux coûts effectivement constatés le moment venu, ce qui aurait un impact négatif sur sa situation financière (voir note 29.1.5 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017). Le Groupe procède régulièrement à une mise à jour des principales hypothèses sous-jacentes aux provisions (voir note 29.1.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017). Ainsi, le Groupe avait procédé en 2016 à une révision du devis, et des provisions qui en découlaient, de déconstruction du parc en exploitation, permettant en particulier de prendre en compte les recommandations de l'audit de ces provisions réalisé à la demande de l'autorité administrative formée conjointement par les ministres de l'économie et de l'énergie dont les conclusions avaient été rendues publiques en janvier 2016 par cette autorité. La révision annuelle effectuée en 2017 n'a pas entraîné d'ajustement significatif de la provision.

S'agissant de la provision pour déconstruction du parc nucléaire de production d'électricité en France, les montants des charges aux conditions économiques de fin de période sont évalués à 27 035 millions d'euros, la provision correspondante est de 14 920 millions d'euros. S'agissant de la provision pour dernier cœur, les montants des charges aux conditions économiques de fin de période sont évalués à 4 332 millions d'euros, la provision correspondante est de 2 387 millions d'euros, l'effet d'actualisation étant très important du fait des échéances très éloignées de stockages des déchets. La note 29.1.5.2 « Analyses de sensibilité aux hypothèses macroéconomiques » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017 indique les analyses de sensibilité sur les provisions et sur le résultat du Groupe, à une variation du taux d'actualisation, pour les différentes catégories de provisions.

Les provisions de Framatome et de SOCODEI concernant les Installations nucléaires de base en France s'élèvent respectivement à 81 millions d'euro et 43 millions d'euros (cf. note 30 « autres provisions pour déconstruction » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017. Au Royaume-Uni, en vertu des accords conclus lors de la restructuration de British Energy, les coûts liés à

la déconstruction des centrales nucléaires existantes d'EDF Energy Nuclear Generation Group Ltd. seront supportés par le *Nuclear Liabilities Fund* et, si les actifs de ce dernier étaient insuffisants, par le gouvernement britannique (voir section 1.4.5.1.2.1 « Production nucléaire »).

Pour les centrales nucléaires où EDF n'est pas en charge de l'exploitation, mais possède des participations financières (États-Unis, Belgique, Suisse), le Groupe est exposé financièrement à hauteur de sa participation à contribuer aux charges futures de démantèlement.

Le montant des actifs dédiés en France constitués par le Groupe pour couvrir les coûts de ses engagements de long terme dans le nucléaire (déchets radioactifs et déconstruction) pourrait devoir être revu à la hausse et entraîner des décaissements supplémentaires.

En France, la valeur de marché du portefeuille d'actifs dédiés d'EDF, s'élevait, au 31 décembre 2017, à 28,1 milliards d'euros contre 25,7 milliards d'euros au 31 décembre 2016 (voir sections 1.4.1.1.7 « Les actifs constitués pour la couverture des engagements nucléaires de long terme (hors cycle d'exploitation) » et 1.5.6.2.2 « Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base » et note 47.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017).

En cas de variation significative des provisions qui déterminent l'assiette de référence des actifs dédiés, des dotations supplémentaires pourraient être nécessaires pour ajuster la valeur de ces actifs, ce qui aurait un impact négatif significatif sur la situation financière d'EDF. En outre, un durcissement des contraintes réglementaires nationales (en particulier celles qui pourraient avoir un impact sur l'assiette des actifs dédiés à constituer par EDF) ou européennes pourrait conduire à un renforcement des exigences en matière de constitution d'actifs dédiés et avoir une incidence significative sur la situation financière d'EDF.

Enfin, bien que ces actifs soient constitués et gérés selon des règles prudentielles strictes le Groupe ne peut garantir que les variations des cours des marchés financiers ou les évolutions de valorisation n'auront pas un impact négatif significatif sur la valeur de ces actifs (voir section 5.1.6.1.6 « Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA » pour une analyse de sensibilité), ce qui pourrait conduire EDF à engager des dotations supplémentaires afin de reconstituer la valeur de ces actifs ; de tels événements pourraient affecter négativement et de façon significative la situation financière du Groupe.

2. FACTEURS DE RISQUES ET CADRE DE MAÎTRISE

Risques auxquels le Groupe est exposé

Au Royaume-Uni, les fonds pour les engagements nucléaires sont gérés par un organisme indépendant constitué par le gouvernement britannique (*Nuclear Liabilities Fund – NLF*). L'exploitant n'a donc pas d'actifs à gérer à ce titre (voir section 1.4.5.1.2.1 « Production nucléaire »).

En raison de ses activités nucléaires, le Groupe est exposé à des risques importants de responsabilité ainsi qu'à un éventuel surcoût significatif d'exploitation.

Même si le Groupe a mis en place des stratégies et des procédures d'intégration du retour d'expérience international et de contrôle des risques correspondant aux meilleurs standards internationaux⁽¹⁾ pour ses activités nucléaires, ces dernières restent par nature potentiellement risquées. Le Groupe pourrait ainsi devoir faire face à une responsabilité substantielle, notamment en raison d'incidents et d'accidents, d'atteintes à la sécurité, d'actes de malveillance ou de terrorisme, de chutes d'aéronefs, de catastrophes naturelles (telles que des inondations ou des tremblements de terre), de dysfonctionnements d'équipements ou au cours de l'entreposage, de la manutention, du transport, du traitement et du conditionnement des matières et des matériaux nucléaires. De tels événements pourraient induire un durcissement significatif des contraintes d'exploitation des sites industriels du Groupe, voire l'interruption partielle ou totale de l'exploitation du parc de production du Groupe, et pourraient avoir des conséquences graves, notamment en cas de contaminations radioactives et d'irradiations des personnes travaillant pour le Groupe ou de la population et de l'environnement, ainsi qu'un impact négatif significatif sur les activités, la stratégie, les perspectives et la situation financière du Groupe.

En effet, l'exploitant nucléaire assume la responsabilité de la sûreté nucléaire de ses installations.

Le régime de responsabilité civile nucléaire applicable aux exploitants d'installations nucléaires des États parties à la Convention de Paris et les assurances associées sont décrits aux sections 1.5.6.2.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base ») et 2.5.6 (« Assurance spécifique aux activités d'exploitant d'installations nucléaires »). Ce régime repose sur le principe de la responsabilité sans faute de l'exploitant. Ainsi, en cas d'événement causant un dommage nucléaire, le Groupe se trouverait automatiquement responsable dans la

limite d'un plafond financier fixé par la loi applicable dans le pays, indépendamment de la cause de l'événement à l'origine du dommage et sans pouvoir se prévaloir des mesures de sûreté mises en place.

Le Groupe ne peut pas garantir que, dans les pays où il est exploitant nucléaire, les plafonds de responsabilité fixés par la loi ne seront pas augmentés ou supprimés. Ainsi, les protocoles portant modification de la Convention de Paris et de la Convention de Bruxelles, non encore en vigueur (voir section 1.5.6.2.2 « Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base »), prévoient un relèvement de ces plafonds et un élargissement notable des dommages à couvrir. S'agissant des nouveaux montants, la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour une croissance verte les rend applicables à compter du 18 février 2016, le montant de responsabilité de l'exploitant s'élève désormais en France à 700 millions d'euros en cas d'accident nucléaire dans une installation et à 70 millions d'euros en cas d'accident nucléaire en cours de transport. L'entrée en vigueur des autres modifications prévues par ces protocoles est de nature à augmenter de nouveau le coût de l'assurance, et le Groupe ne peut pas garantir que les assurances couvrant cette responsabilité seront toujours disponibles ou qu'il arrivera toujours à maintenir ces assurances. La couverture assurantielle pour l'exercice de la responsabilité civile d'exploitant nucléaire du Groupe est décrite à la section 2.5.6.1 « Responsabilité civile d'exploitant nucléaire » et pour celle en matière de transports de substances nucléaires, à la section 2.5.6.2 « Responsabilité civile transport nucléaire ».

Les dommages matériels affectant les installations nucléaires d'EDF sont couverts par des programmes d'assurance (voir section 2.5.6.3 « Dommages aux installations nucléaires »). Malgré cette couverture, tout événement qui entraînerait des dommages importants sur une installation nucléaire du Groupe pourrait avoir un impact négatif sur l'activité et la situation financière du Groupe.

Enfin, le Groupe ne peut pas garantir que les assureurs couvrant à la fois sa responsabilité d'exploitant nucléaire et les dommages matériels affectant ses installations auront toujours les capacités disponibles ni que les coûts de couverture n'augmenteront pas de manière significative, eu égard notamment aux impacts sur le marché de l'assurance d'événements tels que l'accident nucléaire survenu au Japon en mars 2011.

(1) Exploitation des standards et retour d'expérience de l'Agence internationale de l'Énergie Atomique et de l'Association mondiale des exploitants nucléaires WANO.

2.2 LA MAÎTRISE DES RISQUES ET DES ACTIVITÉS DU GROUPE

L'objectif de la présente section est de mettre l'accent sur les procédures de contrôle relatives aux activités ou risques estimés significatifs, ainsi que sur les principaux dispositifs pérennes en place en 2017, avec une mise en évidence des évolutions et des actions clés développées durant l'année 2017. Ces procédures de contrôle interne et de gestion des risques s'inscrivent dans le cadre défini par le corpus des politiques Groupe mis en place en 2017. Elles obéissent aussi aux principes généraux énoncés dans le cadre de référence de l'AMF relatif à la gestion des risques et au contrôle interne (publié le 22 juillet 2010) et s'appuient sur les évolutions constatées dans les principaux référentiels internationaux, en particulier COSO-2013.

2.2.1 ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE

2.2.1.1 Finalités et principes de la maîtrise des risques et des activités du Groupe

Finalités

Le dispositif de maîtrise des risques et des activités du Groupe est défini dans la politique « Principes de Fonctionnement du Groupe/Maîtrise des Risques et Contrôle Interne », validée suite au Comité exécutif. Les finalités sont les suivantes :

- identifier et réinterroger périodiquement le panorama des risques majeurs et opportunités susceptibles d'impacter les objectifs du Groupe, de manière à s'assurer de l'existence et de la mise sous contrôle de plans d'actions pertinents ;
- assurer en permanence :
 - la conformité aux lois et règlements,
 - le respect des politiques Groupe,
 - le bon fonctionnement des processus internes, notamment ceux concourant à la sauvegarde des actifs du Groupe,
 - la fiabilité des informations financières,
 - et de façon générale la maîtrise des risques et activités de toute nature.

Principes

Les principes fondamentaux de mise en œuvre sont fondés sur le modèle des trois lignes de maîtrise :

- 1^{re} ligne de maîtrise : chacun des managers à tout niveau, pour les missions qui lui sont confiées, est responsable : d'identifier et de maîtriser les principaux risques liés à ses activités ; de s'assurer de cette maîtrise pour les missions qu'il a lui-même confiées à ses collaborateurs ; d'adosser et proportionner les dispositifs de maîtrise aux risques identifiés ; de rendre compte de façon formelle et régulière à son propre manager des risques identifiés et des dispositifs de maîtrise au travers d'autoévaluations ;
- 2^e ligne de maîtrise : les fonctions d'appui définissent les exigences communes à l'ensemble du Groupe et animent leur mise sous contrôle. Leur contribution à la maîtrise des activités du Groupe est précisée en section 2.2.1.3. Parmi elles, les fonctions risques et contrôle interne assurent l'animation du dispositif global de maîtrise et l'élaboration des rapports à destination des instances de gouvernance du Groupe. Les dispositifs spécifiques visant à la maîtrise des risques et des activités sont détaillés en section 2.2.2 ;
- 3^e ligne de maîtrise : le dispositif d'audit, indépendant, permet de vérifier la pertinence et l'efficacité des dispositifs de maîtrise des risques et activités des entités du Groupe ; vérifier la maîtrise des principaux processus transverses et projets majeurs du Groupe ; et plus généralement, vérifier le niveau de contrôle des risques du Groupe (voir la section 2.2.1.4).

L'ensemble des dispositifs fondés sur les trois lignes de maîtrise permet d'apporter aux dirigeants et aux instances de gouvernance du Groupe une « assurance raisonnable » quant à l'identification et la couverture des principaux risques.

Périmètre

Concernant le périmètre contrôlé (hors filiales régulées), ces finalités et principes sont mis en œuvre par les directions ou filiales dirigées par des membres du Comex, qui s'assurent elles-mêmes de leur mise en œuvre dans les directions, unités opérationnelles ou filiales qu'elles contrôlent.

Concernant les autres filiales du Groupe (filiales régulées et participations significatives), les représentants d'EDF au sein des instances de gouvernance s'assurent pour chaque filiale de la mise en place d'un dispositif de maîtrise des activités et des risques, d'une information régulière sur la cartographie des risques, le contrôle interne et les activités d'audit (programme et principaux résultats) ; ils peuvent également s'assurer de l'efficacité et de la pertinence de chacun de ces dispositifs par un audit périodique. Les principes applicables font toutefois l'objet d'une adaptation pour les gestionnaires de réseaux et d'infrastructures régulées afin de garantir le respect des obligations relatives à leur indépendance de gestion.

2.2.1.2 Les instances de pilotage

L'organisation de la Direction Générale d'EDF est définie en section 4.3.1. Chaque membre du Comité exécutif a la responsabilité de déployer toutes les actions nécessaires à la maîtrise des risques de son périmètre.

Le Comité des Risques

Le Comité exécutif se réunit régulièrement en configuration Comité des Risques. Le Comité des Risques examine notamment la cartographie des risques du Groupe et le bilan des activités du contrôle interne. Il identifie les risques prioritaires du Groupe, partage leur stratégie de traitement au regard de la stratégie du Groupe et désigne les membres du Comité exécutif qui en sont les « sponsors ». Le Comité des Risques examine aussi les activités d'audit (programme annuel, résultats). Le Comité des Risques se réunit au moins deux fois par an.

Le Comité des Engagements du Comité exécutif Groupe

Afin de renforcer l'instruction et le suivi des projets, un Comité des Engagements du Comité exécutif⁽¹⁾ (CECEG) examine de manière approfondie les projets les plus significatifs par l'ampleur des engagements ou des risques encourus avant décision du Comité exécutif (voir la section 2.2.2.2.3 « Approbation des engagements »).

2.2.1.3 La deuxième ligne de maîtrise des risques et activités : acteurs et missions

La deuxième ligne est composée de l'ensemble des fonctions d'appui du Groupe (Achats, Communication, Développement Durable, Éthique et Conformité, Finance, Immobilier, Juridique, Ressources Humaines, Risques, Sécurité du Patrimoine, Services Généraux, Systèmes d'Information). Ces directions mettent en œuvre, en liaison avec les Directeurs Opérationnels, un système de gestion et de pilotage global de leur métier au sein du Groupe. En particulier, ces fonctions d'appui ont pour charge d'animer et coordonner la mise en œuvre des politiques Groupe.

La présente section se focalise sur les fonctions d'appui pilotant des dispositifs spécifiques de maîtrise des risques et activités.

À noter : les aspects relatifs aux ressources humaines du Groupe, incluant notamment la maîtrise des risques relatifs à la santé et la sécurité des salariés et des prestataires, sont détaillés dans la section 3.6.2 du document de référence.

2.2.1.3.1 La Direction des Risques Groupe

La Direction des Risques Groupe (DRG, rattachée au Secrétariat Général) a pour missions de :

- assurer le déploiement de la politique de risques et de contrôle interne, animer la filière contrôle interne, et en particulier construire et mettre à jour la cartographie consolidée des risques majeurs et le bilan du contrôle interne du Groupe (voir le dispositif détaillé en section 2.2.2.1.1) ;
- alerter le Président-Directeur Général et le Comité exécutif sur les risques émergents ou insuffisamment perçus ;

(1) La composition du Comité des Engagements du Comité exécutif Groupe est la même que celle du Comité exécutif.

2. FACTEURS DE RISQUES ET CADRE DE MAÎTRISE

La maîtrise des risques et des activités du Groupe

- assurer le contrôle des risques marchés énergies *via* le déploiement de la politique Risques marchés énergies (voir section 2.2.2.2.1) ;
- définir et déployer le contrôle des risques financiers (taux, change, liquidité, actions, crédit) et du risque de défaillance de contrepartie (voir section 2.2.2.2.2) ;
- contrôler l'exhaustivité et la pertinence des analyses de risques réalisées sur les projets d'investissement et d'engagement de long terme, présentés pour décision à des instances de niveau Comité exécutif (voir section 2.2.2.2.3) ;
- assurer le déploiement de la politique Gestion de crise et continuité d'activité, et garantir le maintien en condition opérationnelle de l'organisation de crise pour le niveau Groupe (voir section 2.2.2.1.2).

2.2.1.3.2 La Direction Financière

La Direction Financière contribue à la maîtrise des activités du Groupe notamment au travers des missions suivantes :

- Pilotage de la Performance ⁽¹⁾ :
 - contribuer au pilotage de la performance des entités du Groupe, en contribuant à la définition des plans de performance du Groupe et en challengeant les mesures mises en œuvre par les entités et métiers. À cette fin, la Direction Financière met en place un ensemble d'indicateurs de pilotage adaptés au modèle économique de chaque activité du Groupe, dans le cadre de la politique Pilotage de la Performance Économique et Financière ;
 - contribuer au suivi de l'exécution du budget au travers de revues de performance généralisées au sein des directions et des filiales contrôlées ;
 - réaliser des revues de portefeuille et des analyses d'optimisation économique et financière ;
 - élaborer et diffuser des méthodes et processus de gestion financière, contribuer à la diffusion de la culture de gestion au sein du Groupe.
- Reporting :
 - piloter les processus du cycle de gestion du Groupe (budgets, révisions et plans à moyen terme), en assurer la synthèse et proposer des arbitrages au niveau des directions et des filiales, dans le cadre de la politique Reporting Comptable et Financier. La Direction Financière joue un rôle d'alerte et de proposition dans l'analyse, avant prise de décision, des conséquences financières des opérations envisagées, ou des niveaux de performance proposés ;
 - élaborer les trajectoires financières à moyen et long terme.
- Comptabilité :
 - établir les comptes sociaux d'EDF et les comptes consolidés du Groupe ;
 - s'assurer de la conformité de la comptabilité *via* des référentiels Groupe déclinant les normes comptables et le plan de comptes à appliquer ;
 - animer le dispositif contrôle interne comptable et financier du Groupe tel que défini dans l'instruction Groupe Contrôle interne comptable et financier, selon un dispositif détaillé en section 2.2.2.3.
- Fiscalité :
 - garantir la cohérence des pratiques fiscales au sein du Groupe ; la politique Fiscalité Groupe précise les exigences Groupe dans le domaine fiscal ; les dispositions précises en la matière sont abordées dans la section 3.1.4 de ce document ;
 - s'assurer de la bonne exécution des obligations légales et déclaratives, notamment en assurant une veille sur le sujet ;
 - s'assurer du suivi comptable de la position fiscale différée ainsi que de la justification périodique des comptes ;
 - identifier et maîtriser les risques fiscaux du Groupe.
- Financement et Investissements, Assurances :
 - assurer le financement du Groupe dans le cadre de la politique Financement, Trésorerie et Maîtrise des risques financiers ;

- coordonner l'ensemble des actions inhérentes au bilan et au résultat financier du Groupe avec notamment pour objectif de maîtriser l'exposition des actifs de couverture, de la dette, et de l'ensemble du bilan du Groupe aux risques financiers ;
- gérer les investissements et les opérations d'acquisitions et de cessions ainsi que les actifs dédiés cotés ou non ;
- instruire les projets d'investissement présentés en CECEG pour anticiper les impacts et fiabiliser les trajectoires financières sur le bilan et les comptes de résultat du Groupe, tels que définis par la politique Engagements ;
- développer et mettre en place des couvertures assurantielles innovantes et au meilleur standard du marché, destinées à accompagner le développement du Groupe dans toutes ses dimensions, telles que définies par la politique Assurances (voir section 2.5).

- Communication financière du Groupe selon les exigences de la politique Communication financière (voir section 2.2.2.3.4).

- Système d'Information (SI) Finance : le SI Finance comporte un socle commun à toutes les directions du Groupe, ainsi que des outils propres à chacune des entités ou filiales selon les spécificités du pays ou de l'activité et porte des enjeux importants en termes d'intégrité des données et de disponibilité des applications. La Direction Financière en assure la maîtrise d'ouvrage.

2.2.1.3.3 La Direction Juridique et la Direction du Contract Management

La mission de la Direction Juridique (« DJ », rattachée au Secrétariat Général) est de protéger les intérêts du Groupe et de sécuriser ses activités, en apportant appui, conseil et expertise. La filière juridique du Groupe est constituée d'une part de la Direction Juridique Groupe d'EDF SA, et d'autre part des Directions Juridiques des filiales. Le Directeur Juridique Groupe anime la filière juridique.

La filière juridique assure notamment les missions suivantes :

- elle est associée systématiquement et le plus en amont possible aux dossiers et projets à enjeu ;
- elle pilote les principaux contentieux dans lesquels le Groupe est en demande ou en défense ⁽²⁾ ;
- elle exerce une mission de veille concernant les évolutions législatives et réglementaires, alerte et assure des actions de sensibilisation ;
- elle intervient en appui et coordination pour la mise en place et le déploiement des actions visant à respecter la conformité aux règles d'indépendance de gestion des filiales régulées ;
- elle accompagne les métiers dans la protection de leurs marques, savoir-faire, données, inventions, et doit en particulier être associée à la rédaction des clauses de Propriété Intellectuelle dans les accords industriels à enjeux et à la négociation des accords de licence.

Par ailleurs, la Direction Juridique anime un processus sécurisé de recensement et de numérisation des engagements contractuels majeurs d'EDF SA et de certaines filiales appelé « contrathèque », afin de garantir la connaissance et la maîtrise du patrimoine contractuel sensible d'EDF.

La Direction Juridique est prescriptrice *via* la politique Gouvernance des filiales et participations des conditions de création de toute nouvelle entité juridique, des modalités de nomination des mandataires sociaux et des attendus en termes de qualité de gouvernance au sein du Groupe.

Une meilleure gestion des contrats conclus par EDF est un enjeu majeur de maîtrise des opérations, des délais et des coûts associés. C'est le rôle de la fonction Contract Management qui vise à améliorer la gestion des risques et créer des opportunités dans la gestion de ses contrats. Cette fonction fait intervenir des Contract Managers positionnés dans les métiers tout au long du processus contractuel. Elle constitue une ligne de défense supplémentaire dans le management des contrats animée entre le corporate et les métiers. La Direction du Contract Management, créée en août 2014 et rattachée au Directeur Juridique Groupe, a pour mission de structurer cette fonction d'appui, animer la filière Contract Management, mesurer sa performance et professionnaliser les acteurs du Contract Management.

(1) Cette politique s'applique à l'ensemble des entités d'EDF SA et filiales, à l'exception des gestionnaires d'infrastructures régulées pour lesquels les droits de l'actionnaire s'exercent dans le cadre de la supervision économique prévue par les directives 2009/72/CE et 2009/73/CE.

(2) Hormis (i) les contentieux en droit fiscal, gérés par la Direction Financière, (ii) certains contentieux de droit social gérés par le Pôle National de Droit Social de la DRH.

2.2.1.3.4 La Direction Éthique et Conformité Groupe

La Charte éthique Groupe, déployée depuis 2013, définit les règles et les principes qui doivent guider l'action et la conduite des salariés du Groupe au quotidien. Elle est traduite en 12 langues. Depuis décembre 2015, le dispositif Éthique et Conformité s'est renforcé avec la création d'une Direction Éthique et Conformité Groupe (DECG) qui appuie les Dirigeants et, plus généralement, tous les collaborateurs, pour la mise en place d'un Programme Éthique et Conformité Groupe. Ce programme est bâti pour répondre aux exigences des autorités de régulation nationales et internationales et aux pratiques de place.

Le 17 mai 2016, le Comité exécutif a adopté la politique Éthique et Conformité Groupe (PECG) qui réunit les exigences que les Dirigeants doivent impérativement connaître, respecter et faire respecter dans leurs entités, en adéquation avec les risques de ces entités. Ce document complète la Charte éthique Groupe, et est lui-même accompagné d'instructions applicables à l'échelle du Groupe. La Direction Éthique et Conformité Groupe (DECG) a pour mission d'animer et coordonner la mise en œuvre de la PECG. Les entités du Groupe sont responsables et redevables de la mise en œuvre des exigences de la PECG et des instructions associées. Le dispositif a été complété en 2017 par la publication du Code de Conduite qui engage tout collaborateur au respect des prescriptions réglementaires sur les principaux sujets de conformité.

Par ailleurs, la DECG rend compte au Comité exécutif du Groupe et au Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise du Conseil d'administration. Elle répond à toute consultation interne ou externe et à toute alerte de niveau Groupe dont elle est saisie.

2.2.1.3.5 La Direction du Développement Durable

Le groupe EDF prend en compte les enjeux liés au développement durable et les intègre à sa stratégie globale. Le projet stratégique CAP 2030 visant à faire d'EDF « l'électricien performant et responsable, champion de la croissance bas carbone » fixe des perspectives nouvelles à la dynamique Développement Durable et Environnementale du Groupe dont six Objectifs de Responsabilité d'Entreprise exposés en section 3.1.2 de ce document.

Le Sustainable Development Committee (« SDC ») ou Comité de Développement Durable) tient lieu de Directoire Environnement au niveau du Groupe, en charge du pilotage du Système de Management Environnemental conformément à la norme ISO 14001.

Le groupe EDF maintient sa certification ISO 14001 obtenue pour la première fois le 9 avril 2002. Le périmètre certifié englobe EDF SA, plusieurs filiales françaises (dont Dalkia, Électricité de Strasbourg, EDF Énergies Nouvelles, Citelum,...), ainsi que de nombreuses filiales internationales dont EDF Energy, EDF Luminus, EDF Trading, Edison. Les processus mis en œuvre dans le cadre de cette certification contribuent à renforcer la maîtrise des risques environnementaux du Groupe, notamment sur l'aspect réglementaire et les thématiques environnementales à enjeu en donnant l'assurance à ses parties prenantes d'une organisation structurée et adaptée.

En 2017, l'ensemble des exigences relatives au développement durable à l'échelle du Groupe a été précisé dans la politique Développement Durable Groupe, incluant en particulier les exigences liées aux défis du changement climatique. La Direction du Développement Durable a pour mission d'animer le pilotage, la coordination et le contrôle de cette politique, dont la mise en œuvre et le contrôle sont de la responsabilité des métiers et entités du Groupe.

2.2.1.3.6 La Direction des Systèmes d'Information Groupe

Parmi ses différentes missions, la Direction des Systèmes d'Information Groupe (DSIG) pilote la mise en œuvre de la politique Sécurité des Systèmes d'Information du Groupe et est en charge d'animer le contrôle interne et la couverture des risques associés (voir section 2.2.2.4).

Par ailleurs, la DSIG co-anime avec la DJ l'instruction Groupe Protection des données personnelles. Les entités sont redevables de l'application de cette instruction au titre de l'application de la politique Éthique et Conformité du Groupe.

2.2.1.3.7 La Direction de la Sécurité et de l'Intelligence Économique

L'organisation de la sécurité au sein du groupe EDF vise à assurer le respect des exigences définies dans la politique Sécurité du Patrimoine face à la malveillance. La

(1) Équivalent Temps Plein en 2016 à périmètre constant par rapport à fin 2015.

(2) L'Institut Français de l'Audit et du Contrôle Interne.

Direction de la Sécurité et de l'Intelligence Économique a pour missions d'animer le pilotage, la coordination et le contrôle de cette politique, en particulier d'élaborer et mettre à disposition des entités les notes d'applications ainsi que les guides pratiques et méthodologiques permettant de décliner les exigences de la politique.

2.2.1.4 La 3^e ligne de maîtrise : la filière audit du Groupe

La filière audit du Groupe est constituée de l'ensemble des moyens d'audit du Groupe exerçant une activité d'audit interne. En application d'une décision du Président-Directeur Général, l'animation de cette filière est assurée par le Directeur de l'Audit Groupe. Elle comprend la Direction de l'Audit (« DAI ») et des équipes d'audit propres à chacune des principales filiales françaises et étrangères. Les relations entre la DAI et les différentes équipes d'audit et leurs prérogatives respectives prennent en compte l'appartenance des équipes à EDF SA ou à des filiales régulées, pour lesquelles les relations font l'objet d'une adaptation afin de garantir le respect du principe d'indépendance de gestion. La DAI assure une animation fonctionnelle de la filière (co-nomination et co-évaluation des Directeurs d'audit des filiales par la DAI – hors RTE et Enedis –, échanges de bonnes pratiques, actions de formation, partage d'outils et de méthodes...). À fin 2017, la filière audit du Groupe est composée de 58,5 ETP ⁽¹⁾.

Normes de fonctionnement pour ce qui concerne EDF SA et les filiales contrôlées

La DAI applique les normes internationales définies par l'Institute of Internal Auditors, en assure la promotion et en contrôle le respect.

Les missions, pouvoirs et responsabilités des auditeurs ainsi que les droits et devoirs des audités sont définis dans une charte qui a été mise à jour en mai 2016. Cette charte, signée du Président-Directeur Général, rappelle l'indépendance de la fonction d'audit et précise les missions et les engagements de l'audit interne, les devoirs et les prérogatives des auditeurs et des audités. Elle inclut un Code de déontologie applicable à l'ensemble de la filière audit du Groupe. Ce code a pour but de promouvoir une culture de l'éthique, ainsi que de rappeler que l'auditeur doit respecter et appliquer certains principes fondamentaux pertinents pour la profession et pour la pratique de l'audit interne.

La DAI est rattachée au Secrétaire Général ; le Directeur de l'Audit bénéficie d'un accès direct au Président-Directeur Général et rend compte des travaux de l'Audit au Comité d'audit à qui il donne les éléments d'information utiles sur l'adéquation des effectifs d'audit avec la réalisation des missions d'assurance à effectuer.

Tous les auditeurs sont formés à une même méthodologie, conforme aux normes internationales. Ils sont recrutés dans les différents métiers du Groupe, ainsi que dans des cabinets d'audit externes. Les auditeurs sont évalués à la fin de chaque mission.

Les processus clés utiles au bon fonctionnement de la DAI sur l'ensemble de la chaîne de ses activités (de la définition du programme d'audits jusqu'au suivi de la mise en œuvre des recommandations) sont décrits et pilotés.

La filière audit se soumet régulièrement volontairement à l'évaluation par l'IFACI ⁽²⁾. La dernière évaluation de 2014 a attesté, comme les fois précédentes, que les pratiques d'audit sont conformes aux standards internationaux de la profession.

Modalités de fonctionnement

La filière audit du Groupe effectue des audits complets des entités d'EDF SA et des filiales contrôlées. Ces audits comprennent l'examen de la robustesse de leur contrôle interne et sont effectués au rythme de trois à cinq ans selon leur importance. La DAI réalise les audits transverses *corporate* alors que les directions d'audit des filiales effectuent les audits sur leur périmètre de responsabilité. La DAI est la seule entité compétente pour la réalisation des audits de filiales relevant d'un risque de niveau *corporate*.

Le programme d'audit est examiné par le Président-Directeur Général, le Comité des Risques, puis par le Comité d'audit d'EDF, avant examen par le Conseil d'administration. Il est élaboré en prenant en compte :

- la nécessité d'auditer, à des fréquences adaptées à leur importance les principales entités du Groupe, afin d'évaluer notamment la maîtrise de leur contrôle interne ;

2. FACTEURS DE RISQUES ET CADRE DE MAÎTRISE

La maîtrise des risques et des activités du Groupe

- les principaux processus comptables et financiers et les processus « Tête de Groupe » (ressources humaines, systèmes d'information) ;
- les grands projets ;
- les risques de la cartographie des risques du Groupe, non traités par les audits ci-dessus, selon une périodicité adaptée à la criticité du risque ;
- le suivi des décisions de la Direction Générale.

Des outils numériques ont été développés en appui aux auditeurs pour exploiter des données en masse et cibler les écarts.

Tous les audits donnent lieu à des recommandations qui, après validation par les audités et leur *management*, font l'objet de plans d'actions de leur part transmis à la DAI. Au cours des 12 à 18 mois qui suivent, la DAI s'assure de la mise en œuvre de ces actions correctives ou de toute autre action décidée par le *management* dans le but de faire disparaître les dysfonctionnements observés. Une clôture satisfaisante de l'audit n'est prononcée que lorsque les dysfonctionnements ont été corrigés. *A contrario*, une clôture non satisfaisante ou avec réserves donne lieu à une alerte managériale appropriée. Ces principes sont appliqués dans les mêmes termes par l'ensemble de la filière audit.

Un rapport de synthèse semestriel est élaboré. Il récapitule les faits marquants des audits menés par la filière, les principaux constats d'audit *corporate* et les recommandations correspondantes, ainsi que le résultat des clôtures d'audit *corporate* réalisées pendant la période. Il identifie par ailleurs les éventuels problèmes récurrents ou génériques apparus dans plusieurs audits et qui méritent une attention particulière de la direction. Il donne une vision par l'audit du niveau de contrôle des risques du Groupe. Ce rapport est présenté au Président-Directeur Général, au Comité des Risques puis au Comité d'audit et au Conseil d'administration.

2.2.1.5 Les contrôles externes

Comme toutes les sociétés cotées, le groupe EDF est soumis au contrôle de l'AMF. Par son statut de société détenue majoritairement par l'État, EDF est également soumis aux contrôles de la Cour des comptes, des contrôleurs d'État, de l'Inspection des finances et des Commissions des affaires économiques ou de Commissions d'enquête *ad hoc* de l'Assemblée nationale et du Sénat.

Conformément à la loi, les Commissaires aux comptes certifient les états financiers annuels (comptes sociaux et comptes consolidés) et effectuent un examen limité sur les comptes consolidés semestriels résumés du Groupe. Leur rapport sur les comptes annuels inclut les vérifications sur les informations sur le gouvernement d'entreprise requises par les articles L. 225-237-3 et suivants du code de commerce.

Compte tenu de son activité, EDF fait également l'objet de contrôles, en France, par la Commission de régulation de l'énergie (« CRE ») ainsi que par l'Autorité de sûreté nucléaire (« ASN »).

2.2.1.6 Délégations de pouvoirs et habilitations techniques

Le Président-Directeur Général délègue certains de ses pouvoirs aux membres de l'équipe de direction, en cohérence avec l'organisation du Groupe et avec les responsabilités confiées aux chefs de ces entités.

S'agissant des achats, l'organisation mise en place est destinée à assurer une mise sous contrôle des processus. En effet, les contrats d'achats sont signés, selon les seuils, par le Président-Directeur Général, un Directeur Exécutif Groupe ou l'un de leurs délégataires après avoir été visés par le Directeur de la Direction des Achats ou l'un de ses délégataires, ce visa actant ainsi de la conformité de l'acte au processus achat. Il est également prévu que chaque Directeur Exécutif Groupe renforce le dispositif de contrôle interne sur les actes d'achat soumis à sa signature et ceux traités directement par sa direction.

L'exercice de la responsabilité d'exploitant nucléaire est confiée par délégation du Président-Directeur Général au Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction

Parc Nucléaire et Thermique ainsi qu'au Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Ingénierie et Projets Nouveau Nucléaire, puis elle est subdéléguée aux Directeurs des divisions concernées qui ont eux-mêmes subdélégués vers les directeurs d'unités.

Les habilitations sont délivrées par chaque chef d'établissement, qui doit s'assurer au préalable de l'évaluation des compétences afférentes. Ces exigences s'appliquent à l'ensemble des intervenants, personnels EDF et prestataires.

La Direction Juridique élabore et met à jour les délégations de pouvoirs. En complément, une instruction Groupe Délégations de pouvoirs a été actualisée en 2017 et vise à informer et sensibiliser les entités d'EDF sur la nature, les conséquences et les règles de gestion des délégations de pouvoirs.

2.2.2 LA MISE EN ŒUVRE DES DISPOSITIFS DE MAÎTRISE DES RISQUES ET ACTIVITÉS

2.2.2.1 Les dispositifs de contrôle généraux

2.2.2.1.1 La cartographie des risques et le rapport de contrôle interne, sécurité du patrimoine, éthique et conformité

- Chaque entité du Groupe (65 entités en 2017 couvrant le périmètre d'EDF SA et des filiales contrôlées) élabore un rapport annuel de contrôle interne comportant principalement une autoévaluation de la maîtrise des risques et des activités les concernant, et la description des actions de progrès. Chaque rapport de contrôle interne donne lieu à un engagement du Directeur de l'entité sur le niveau de maîtrise atteint et sur les actions engagées.

En 2017, la trame du rapport de contrôle interne a été étendue afin de donner lieu à un rapport unique incluant le contrôle interne, le *reporting* de sécurité du patrimoine et le *reporting* d'éthique et conformité. Une attention particulière a donc été portée sur ces deux derniers sujets dans l'exercice 2017.

- La partie relative à l'éthique et la conformité répond aux exigences de la politique Éthique et Conformité Groupe, incluant : le dispositif d'alerte éthique, la prévention du risque de corruption (contrôle d'intégrité des relations d'affaires, encadrement des cadeaux et invitations) ; la déontologie financière (prévention du risque de blanchiment et financement du terrorisme, prévention des abus de marché, et conformité au règlement EMIR⁽¹⁾) ; la prévention des manquements au droit de la concurrence ; la prévention des conflits d'intérêts ; la conformité aux règles de protection des données personnelles ; la lutte contre la fraude ; la lutte contre le harcèlement et la discrimination ; la conformité aux réglementations sectorielles (réglementation REMIT⁽²⁾ sur intégrité et transparence de marchés d'énergie, réglementations concernant les biens à double usage) ; la conformité aux programmes de sanctions internationales.
- La partie relative à la sécurité du patrimoine répond aux exigences de la politique Sécurité du patrimoine face à la malveillance, incluant : la sécurité des personnes en déplacement à l'international, la sécurité du patrimoine matériel, et la sécurité du patrimoine immatériel (identification, classification et protection des informations sensibles).

Outre ces thèmes, les autoévaluations rendent compte plus généralement de la maîtrise de l'ensemble de leurs activités « métiers » et de l'ensemble des exigences des autres domaines transverses recensées dans les politiques Groupe, à l'aide d'un guide de contrôle interne actualisé chaque année, en cohérence avec le cadre de référence de l'AMF. Enfin, les autoévaluations rendent compte des exigences relatives au contrôle interne comptable et financier (voir section 2.2.2.3).

(1) *European Market Infrastructure Regulation (EMIR)* : règlement européen sur les infrastructures de marché

(2) *Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency (REMIT)* : règlement européen relatif à l'intégrité et à la transparence des marchés de gros de l'énergie.

De plus, ces entités produisent annuellement une cartographie des risques sur la base d'une méthodologie commune à l'ensemble du Groupe. La démarche de construction de la cartographie des risques des entités repose sur :

- le principe de responsabilité du management évoqué à la section 2.2.1.1 ci-dessus,
- une typologie des risques en vue d'une identification aussi large que possible, incluant les risques internes ou externes, opérationnels ou stratégiques, incluant aussi les opportunités,
- une méthode d'évaluation qualitative de l'impact, de la probabilité et du niveau de maîtrise de chaque risque,
- la description de plans d'actions de traitement des risques et l'évaluation de leur efficacité.

En appui de cette démarche, un guide méthodologique est à la disposition des entités. De plus, un Système d'Information pour la Gestion des Risques (SIGR) est déployé depuis 2016 et a été généralisé à l'ensemble du Groupe en 2017.

De nombreux échanges entre la Direction des Risques Groupe et les entités ont pour but de réinterroger la pertinence des risques ainsi que la robustesse des actions de maîtrise engagées.

- Sur la base de ces *reporting*, le groupe EDF élabore la cartographie consolidée de ses risques majeurs incluant le bilan d'ensemble du contrôle interne dans le but de permettre aux Dirigeants et aux organes de gouvernance de disposer d'une vision consolidée, régulièrement mise à jour des risques majeurs et de leur niveau de contrôle⁽¹⁾. Ces documents, élaborés en fin d'année, font l'objet d'une validation par le Comité des Risques et d'une présentation au Conseil d'administration après examen par le Comité d'audit.

Depuis 2015, le Comité des Risques a identifié, au sein de la cartographie des risques du Groupe, un ensemble plus restreint de « risques prioritaires », sélectionnés pour leur importance opérationnelle ou stratégique. La connexion entre ces risques et le projet stratégique CAP 2030 a été privilégiée afin d'inclure, autant que possible, les plans d'actions de maîtrise des risques dans les chantiers correspondants.

2.2.2.1.2 La gestion de crise et continuité d'activité

La politique Gestion de crise et continuité d'activité, définit les principes d'organisation de gestion de crise et de continuité de l'activité et précise l'ensemble du dispositif nécessaire à sa mise en œuvre. Cette politique consiste notamment :

- à s'assurer de l'existence de structures de gestion de crise et de dispositifs permanents de remontée des alertes ;
- à vérifier l'existence et la mise à jour régulière de procédures de gestion de crise pertinentes, au regard des risques encourus ;
- à définir, pour les périodes de crise, les modalités de coordination avec l'ensemble des parties prenantes ;
- à s'assurer de la prise en compte systématique des retours d'expérience des crises et exercices de crise, pour éviter ou limiter les conséquences de crises similaires ;
- à s'assurer de l'existence de plans de continuité d'activité au sein de chaque entité ;
- à vérifier la mise en œuvre d'actions de professionnalisation pour tous les acteurs de la crise.

Un programme d'exercices de crise permet de tester régulièrement l'efficacité de ces dispositifs et la cohérence d'ensemble.

2.2.2.2 Les dispositifs de contrôle spécifiques hors information comptable et financière

2.2.2.2.1 Contrôle des risques marchés énergies

La Direction Générale valide annuellement les stratégies de couverture des entités, ainsi que les limites de risques associées, qui lui sont présentées par la Direction des Risques Groupe. Ces stratégies s'appuient sur la politique Risques marchés énergies Groupe. Cette politique définit la gestion de ces risques et précise l'ensemble du

dispositif nécessaire à sa mise en œuvre et au contrôle de son application. Elle décrit :

- le système de gouvernance et de mesure, séparant clairement les responsabilités de gestion et de contrôle des risques et permettant de suivre l'exposition sur le périmètre ci-dessus défini ;
- les processus de contrôle des risques impliquant la Direction Générale du Groupe en cas de dépassement des limites de risques ; un dispositif de contrôle renforcé est mis en place pour la filiale EDF Trading, compte tenu de la spécificité des activités de trading ;
- l'organisation en deux niveaux de la filière contrôle des risques marchés énergies, les entités réalisant le contrôle opérationnel et la Direction des Risques Groupe assurant le contrôle de deuxième niveau.

Le Comité d'audit rend un avis au Conseil d'administration sur la mise en œuvre de la politique et sur les évolutions proposées par la Direction des Risques Groupe. Les attendus, principales dispositions et modalités de mise en œuvre de cette politique sont décrits en section 5.1.6.

2.2.2.2.2 Contrôle des risques financiers

La politique Financement, Trésorerie et Maîtrise des risques financiers demande à l'ensemble des entités du Groupe une identification continue et systématique des risques financiers (en particulier : liquidité, taux, change, contrepartie). La Direction des Risques Groupe exerce un contrôle de 2^e niveau de ces risques *via* :

- la vérification de la bonne application des principes de la politique (rédaction des cadres de travail, méthodologie, suivi des expositions, calcul régulier d'indicateurs de risque et contrôle du respect des limites de risque) ;
- le contrôle des positions de la salle des marchés en charge de la gestion de la trésorerie. Pour ces activités, un système d'indicateurs et de limites de risque vérifiés quotidiennement et à pas hebdomadaire est en place. Le Comité Marchés (instance qui réunit la Direction Financement et Investissements et la Direction des Risques Groupe) vérifie et examine trimestriellement, le cas échéant, les demandes de dérogations aux cadres de travail ainsi que les demandes d'investissement dans de nouveaux produits financiers.

La politique de constitution, de gestion et de maîtrise des risques financiers des Actifs Dédiés d'EDF SA s'applique au portefeuille des Actifs Dédiés dont la gestion est assurée par la Direction Financière. Elle a été mise à jour et approuvée par le Conseil d'administration en 2015. La Direction des Risques Groupe rédige un mandat de risque annuel et des cadres de travail spécifiques qui définissent les principes de gestion des risques et les limites de risque admissibles pour ce portefeuille.

2.2.2.2.3 Approbation des engagements

La politique Engagements établit que le Comité des Engagements examine, l'ensemble des projets d'engagements du Groupe, hors filiales régulées, portant sur :

- les projets d'investissement, de désinvestissement et de fusions-acquisitions supérieurs à 50 millions d'euros ;
- les dépenses de fournitures, travaux ou services d'un montant supérieur à 200 millions d'euros sur toute la durée du (des) contrat(s) ;
- les achats ou ventes à long terme d'énergie et crédits d'émission et quotas de CO₂ portant sur les volumes ou montants annuels supérieurs à 5 TWh pour l'électricité, 10 TWh pour le gaz et 150 millions d'euros pour le charbon, le fioul, les crédits d'émission et de quotas de CO₂ ;
- le programme pluriannuel d'approvisionnement des réacteurs nucléaires et de services aval du cycle du combustible nucléaire ;
- les programmes annuels d'engagements relatifs à la déconstruction (y compris les opérations de transfert d'obligations), ou à l'aval du cycle du combustible nucléaire ;
- les projets stratégiques susceptibles d'engager le Groupe sur le long terme à travers plusieurs investissements inférieurs à 50 millions d'euros unitairement.

Les projets présentés incluent une analyse de risques approfondie selon un référentiel méthodologique d'analyse des risques définie.

(1) La cartographie des risques du Groupe inclut notamment les risques environnementaux et les risques liés au changement climatique (risques physiques et risques de transition). Ces risques sont décrits à la section 2.1 ; la réponse stratégique concernant les défis du changement climatique est décrite au § 3.3.

2. FACTEURS DE RISQUES ET CADRE DE MAÎTRISE

La maîtrise des risques et des activités du Groupe

Les projets d'engagements sont ensuite examinés, lorsqu'il y a lieu, par le Conseil d'administration comme décrit à la section 4.2.2.4. Les projets de cessions stratégiques font l'objet d'une instruction séparée et supervisés par le Comité des Cessions afin de préserver confidentialité et réactivité.

2.2.2.2.4 Sécurité des Systèmes d'Information (SI)

La sécurité des SI est encadrée par la Politique Sécurité des SI (PSSI) mettant l'accent sur : le renforcement de l'engagement des Dirigeants et de la protection des actifs associés aux SI ; la gestion des risques en matière de sécurité SI ; la prise en compte des nouvelles obligations réglementaires (règlement européen sur la protection des données à caractère personnel, loi de programmation militaire...).

Le référentiel de contrôle interne des SI s'appuie sur le référentiel externe du COBIT (*Control Objectives for Information and related Technology*).

L'animation du contrôle interne et de la couverture des risques spécifiques aux thématiques SI est mise en œuvre par la Direction des Systèmes d'Information Groupe en s'appuyant :

- d'une part sur l'IS Group Committee (qui regroupe les DSI EDF SA et les CIO des principales filiales) pour la validation de la cartographie des risques transverses et des actions de maîtrise à mettre en œuvre ;
- et d'autre part sur la filière des Responsables Sécurité SI (RSSI) du Groupe pour la mise en cohérence, la coordination et le suivi des actions de maîtrise faisant suite aux différents contrôles et audits relatifs à la sécurité SI.

Les principales actions déployées en matière de sécurité des SI sont :

- la poursuite des actions de sensibilisation des utilisateurs et acteurs du SI notamment *via*, en 2017, le déploiement d'une nouvelle charte d'utilisation des ressources informatiques et télécoms ;
- l'identification et la sécurisation priorisée des actifs les plus critiques ;
- l'amélioration et l'extension des capacités de cyber surveillance *via* la montée en puissance du Security Operation Center (SOC) ;
- la mise en place d'une assurance Groupe relative à la cybersécurité ;
- les actions de prévention, détection, surveillance et réaction face à des incidents de sécurité (ex. : virus, intrusion, attaque ciblée) principalement sur l'informatique de gestion ;
- la réalisation de tests de Plan de Reprise d'Activité.

À noter, par ailleurs, que la nouvelle politique sécurité des SI s'applique à toutes les fonctions de l'entreprise ainsi qu'aux fournisseurs et partenaires.

2.2.2.3 Les procédures de contrôle interne relatives à la fiabilité de l'information comptable et financière

2.2.2.3.1 Référentiels

Le guide de contrôle interne, pour la partie relative à la maîtrise de l'information comptable et financière, a été intégralement restructuré en 2011 afin de le mettre en cohérence avec le cadre de référence de l'AMF tel que révisé en 2010. Il a également été revu en 2015 et 2016 pour s'insérer dans la nouvelle dynamique de contrôle interne Groupe. Les éléments fondamentaux relatifs à la gouvernance, aux rôles et responsabilités restent inchangés.

Les normes comptables utilisées par le groupe EDF (le périmètre des comptes consolidés du Groupe figure dans l'annexe aux comptes consolidés (voir section 6) sont conformes aux normes internationales telles que publiées par l'International Accounting Standards Board (« IASB »), approuvées par l'Union européenne et applicables au 31 décembre 2016. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (International Accounting Standards), IFRS (International Financial Reporting Standards) et les interprétations SIC et IFRIC. Les règles et méthodes comptables sont décrites dans la politique *Reporting* Financier et Comptable, précisées dans le manuel des principes comptables du Groupe et synthétisées dans l'annexe aux comptes consolidés. Les dispositions à mettre en œuvre sur les modalités de contrôle sont décrites dans l'instruction Contrôle Interne Comptable et Financier. Elles traitent en particulier, pour le domaine contrôle de gestion, du cycle de gestion et du pilotage - suivi des investissements -, et pour le domaine

comptabilité et fiscalité de la fiabilité de l'information comptable et fiscale et de la lutte contre la fraude.

Les Directeurs Gestion Finance des Directions Métiers et Filiales sont membres du Comité de Direction des entités auxquelles ils appartiennent. À l'exception des filiales régulées, ils sont nommés et évalués conjointement par le management opérationnel et le management de la filière Contrôle de Gestion. Concernant les filiales, les politiques de contrôle interne comptables relèvent de la responsabilité de chaque structure juridique concernée. Un réseau de correspondants des directions Opérationnelles et des filiales facilite le partage des instructions et la mise en œuvre homogène entre les différentes entités du Groupe.

2.2.2.3.2 Procédures d'établissement et de contrôle des comptes consolidés

Les comptes consolidés sont établis par la Direction Comptabilité et Fiscalité Groupe à partir des données saisies localement par chaque entité (entités de la maison mère et filiales) conformément aux normes du Groupe et aux instructions d'arrêté, selon un plan de comptes unique. Le périmètre de consolidation est arrêté après recensement de toutes les entreprises contrôlées, co-contrôlées ou sous influence notable revêtant un caractère significatif. Le caractère non significatif des participations rentrant potentiellement dans le périmètre de consolidation est examiné régulièrement et soumis annuellement à l'appréciation des Commissaires aux comptes.

Les comptes consolidés semestriels sont présentés au Comité d'Audit puis arrêtés par le Conseil d'administration. Les comptes consolidés annuels sont examinés par le Comité d'audit puis arrêtés au 31 décembre de l'exercice par le Conseil d'administration et enfin approuvés par l'Assemblée générale des actionnaires.

Chaque arrêté semestriel et annuel donne lieu à l'établissement d'instructions précisant les principaux livrables attendus de chaque partie prenante à la publication des états financiers, l'établissement du rapport de gestion et du document de référence pour les arrêtés annuels. Des réunions avec les directions d'EDF et les filiales permettent de préparer ces arrêtés comptables et d'anticiper l'évolution de certains traitements afin de fiabiliser l'information comptable et financière publiée. Une analyse *a posteriori* des conditions de réalisation (respect des délais, qualité des informations...) permet d'améliorer régulièrement le processus d'établissement et d'analyse des comptes consolidés.

Une remontée mensuelle d'informations sur les comptes du bilan et du compte de résultat permet d'anticiper le traitement des opérations complexes et de contribuer à fiabiliser les résultats.

Les prévisions et le réalisé de gestion sont élaborés au moyen d'un référentiel unique partagé et d'outils communs entre la comptabilité et la gestion. Ce dispositif contribue à la cohérence du pilotage du Groupe et facilite le dialogue à tous les niveaux de l'organisation, et contribue à favoriser les échanges d'information entre les acteurs et la qualité des informations produites.

2.2.2.3.3 Procédures d'établissement et de contrôle des comptes sociaux

Les comptes sociaux sont établis semestriellement et annuellement par le Département Comptes Maison Mère de la Division Comptabilité Consolidation. Les comptes sociaux annuels sont clos le 31 décembre de l'exercice, arrêtés par le Conseil d'administration d'EDF et enfin approuvés par l'Assemblée générale des actionnaires.

Les comptes sociaux semestriels résumés sont clos le 30 juin de l'exercice, puis arrêtés par le Conseil d'administration. La comptabilité transactionnelle d'EDF (hors Division Combustible Nucléaire, Direction des Systèmes Énergétiques Insulaires, Direction Projets Déconstruction et Déchets, et Direction des Cadres Dirigeants pour la partie comptabilité de la paie) est confiée au centre de services partagés « Comptabilité » de la Direction des Services Tertiaires. Le traitement de la comptabilité transactionnelle est organisé par processus. Des « pactes de gouvernance » fixent les responsabilités respectives des Directions Opérationnelles, du centre de services partagés « Comptabilité » ou le cas échéant des opérateurs comptables situés dans les métiers opérationnels et de la Division Comptabilité Consolidation.

Des réunions sont organisées au pas trimestriel avec les directions d'EDF SA pour préparer les arrêtés comptables et anticiper l'évolution de certains traitements afin de fiabiliser l'information comptable et financière publiée.

Chaque Directeur opérationnel et fonctionnel s'engage annuellement sur la qualité du dispositif de Contrôle Interne du domaine Comptable et Financier, les objectifs d'amélioration pour la période à venir et sur la sincérité et l'exhaustivité de l'information comptable dont il a la responsabilité par l'établissement d'une lettre d'engagement adressée au Directeur Comptabilité et Fiscalité Groupe.

Le dispositif de contrôle interne du domaine comptable est intégré à l'ensemble du dispositif de contrôle interne du Groupe. Un référentiel d'indicateurs est utilisé au sein d'EDF. Il permet de mesurer, par processus, les points de conformité de l'information comptable.

2.2.2.3.4 Communication financière

La politique Communication financière définit les règles à respecter afin de garantir la fiabilité et la cohérence des informations à caractère financier diffusées par le Groupe. La communication financière pilotée par la Direction Investisseurs et Marchés veille à respecter les deux objectifs fondamentaux de garantir la mise à disposition d'une information financière de qualité, cohérente et de même substance aux différents publics, ainsi que d'assurer la conformité de l'information financière aux lois et règlements en vigueur. Par ailleurs, le groupe EDF a adopté un Code de déontologie boursière qui rappelle les principes et règles applicables aux opérations sur titres de la société EDF ou des filiales cotées du groupe EDF. En parallèle de la diffusion de ce code, des actions de sensibilisation aux règles boursières sont menées auprès des collaborateurs du Groupe, concernant en particulier les précautions et obligations liées à la détention d'informations privilégiées et les périodes de *black-out* au cours desquelles les dirigeants et certains salariés initiés doivent s'abstenir d'effectuer des transactions sur les titres.

2.2.2.4 Les dispositifs spécifiques métiers

2.2.2.4.1 Le domaine nucléaire

La politique Sûreté nucléaire du groupe EDF précise la priorité première en toute circonstance accordée à la sûreté nucléaire dans les activités nucléaires du groupe EDF. La sûreté repose sur un principe clair de responsabilité et de contrôle. Chaque société du Groupe, opératrice d'installations nucléaires, agit dans le cadre de prescriptions légales et réglementaires propres au pays d'implantation et a l'obligation de s'y conformer. Chacune garantit la sûreté nucléaire de ses installations et en améliore en permanence le niveau en s'appuyant sur ses méthodes, ses compétences et ses valeurs. Le Groupe développe des principes communs visant à obtenir le meilleur niveau de prévention des incidents et de protection des travailleurs, du public et de l'environnement. Ces principes s'appliquent à tous les stades d'activité, à la fois pour les nouveaux projets ou pour les parcs existants. Le Groupe associe étroitement ses partenaires industriels à l'atteinte de ces objectifs.

Chaque société est responsable du bon exercice de ses activités nucléaires, fixe les délégations adéquates à chaque niveau de décision ou d'action. Le Groupe garantit l'attribution des ressources nécessaires à la sûreté nucléaire.

Une entité interne en charge d'une évaluation de sûreté indépendante est mise en place au niveau de chaque site, de chaque société et du Groupe (IGSNR⁽¹⁾). Chacune rapporte au responsable concerné en toute indépendance des autres fonctions managériales ; en outre chacune a le devoir d'alerter l'échelon hiérarchique supérieur si la réaction du niveau directement impliqué n'est pas celle qui est attendue.

Les sociétés exploitantes nucléaires du Groupe reçoivent régulièrement des équipes d'évaluation internationales (Peer Review WANO⁽²⁾, OSART de l'AIEA⁽³⁾).

Une information et une communication claire et loyale sur les événements et leurs impacts éventuels sont promues au sein du Groupe. Ce dialogue de qualité est recherché et entretenu avec le personnel salarié et ses représentants, les sous-traitants, les instances de contrôle (Autorité de sûreté nucléaire en France, Office for Nuclear Generation au Royaume-Uni), les communautés locales et toutes les autres parties prenantes de la sûreté nucléaire.

Le Conseil de Sûreté Nucléaire que préside le Président-Directeur Général d'EDF se réunit plusieurs fois par an et examine en février le bilan annuel de la sûreté nucléaire du groupe EDF. Un Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection est nommé par le Président-Directeur Général auquel il est rattaché. Il réalise des missions d'inspection dans l'ensemble des activités nucléaires du groupe EDF. Il porte chaque année un avis sur la sûreté au sein d'EDF. Son rapport est présenté et débattu en Conseil de Sûreté Nucléaire. Il est ensuite rendu public.

2.2.2.4.2 Le domaine hydraulique

La sûreté hydraulique est constituée de l'ensemble des dispositions prises lors de la conception des aménagements et durant leur exploitation pour assurer la protection des personnes et des biens contre les dangers liés à l'eau et dus à la présence ou au fonctionnement des ouvrages. La sûreté hydraulique est la préoccupation majeure et permanente du producteur. Elle comporte trois activités principales :

- la prévention du risque majeur que représente la rupture d'un ouvrage hydraulique, par la surveillance et la maintenance des ouvrages sous le contrôle des services de l'État, principalement des directions Régionales de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement (DREAL). Parmi les barrages les plus importants, 68 d'entre eux font l'objet d'une procédure administrative particulière mise en œuvre par le préfet compétent ;
- la gestion des ouvrages durant les périodes de crues, pour assurer la sécurité des installations et des populations ;
- la maîtrise des risques liés à l'exploitation : variations de niveau des plans d'eau ou de débit des cours d'eau à l'aval des ouvrages.

EDF pratique une surveillance et une maintenance régulière de ses barrages, notamment par une auscultation continue. Le relevé et l'analyse en temps réel, sur chaque site, de multiples données (mesures de tassements, de pression, de fuites, conjuguées à l'inspection visuelle du béton et au contrôle des parties mécaniques, etc.) permettent à EDF d'établir régulièrement un diagnostic sur l'état de ses barrages. À Grenoble et à Toulouse, les équipes d'EDF peuvent analyser à distance et si besoin en temps réel, grâce à une série de capteurs, les barrages les plus importants ou les plus difficiles d'accès.

De plus, pour chacun des 150 grands barrages une étude de danger comprenant un examen technique complet est réalisée tous les dix ans. Cet examen nécessite une vidange ou d'une inspection des parties immergées avec des moyens subaquatiques. Ces opérations sont effectuées sous le contrôle rigoureux des services de l'État (DREAL et STEEGBH – Service technique de l'énergie électrique des grands barrages et de l'hydraulique).

Au niveau organisationnel, l'Inspecteur de la sûreté hydraulique établit chaque année un rapport destiné au Président-Directeur Général d'EDF, auquel il est directement rattaché, ainsi qu'aux acteurs de la sûreté hydraulique. Ce rapport a pour objectif, après un travail d'analyses, d'inspections et d'évaluations menées par l'Inspecteur de la sûreté hydraulique, de donner un avis sur le niveau de sûreté hydraulique des installations du Groupe et de fournir des pistes de réflexion et de progrès pour en garantir l'amélioration et la consolidation. Ce rapport est rendu public sur le site internet du Groupe.

(1) IGSNR : Inspection Générale pour la Sûreté Nucléaire et la Radioprotection.

(2) WANO World Association of Nuclear Operators.

(3) OSART Operational Safety Analysis Review Team, AIEA Agence Internationale de l'Énergie Atomique.

2.3 FACTEURS DE DÉPENDANCE

Le groupe EDF estime ne pas être en situation de dépendance vis-à-vis d'un client particulier.

Pour ce qui concerne les fournisseurs, EDF s'adresse à 12 880 fournisseurs en 2017 (contre 12 333 fournisseurs en 2016 et 12 806 en 2015). En 2017, les cinq premiers fournisseurs d'EDF représentent 17,5 % (16,4 % en 2016 et 16,4 % en 2015) du montant commandé total d'EDF (hors achat de combustible), et les dix premiers représentent 23,9 % (22,5 % en 2016 et 22,6 % en 2015).

Certains fournisseurs et sous-traitants de produits ou prestations achetés par le Groupe dans le cadre de son activité ne sont pas substituables.

La question de la dépendance d'EDF vis-à-vis de ses fournisseurs se présente essentiellement dans le domaine du nucléaire et, dans une moindre mesure, dans les domaines de l'informatique et des télécommunications pour des moyens de transmission spécifiques et sécurisés.

Le groupe EDF a développé une compétence d'architecte-ensemblier de son parc de production et d'intégrateur du cycle du combustible nucléaire, compétence qui lui apporte une expertise technique indépendante de celle de ses fournisseurs.

Enfin, le groupe EDF avait historiquement des relations commerciales très importantes avec le groupe Areva, qui intervenait lors de chacune des étapes du cycle du combustible nucléaire et dans la conception, la construction et la maintenance des chaudières nucléaires du parc d'EDF. En France, le groupe Areva était le premier fournisseur d'EDF dans le domaine nucléaire, et EDF le premier client du groupe Areva. Depuis le 31 décembre 2017, les activités d'Areva sont scindées en deux : elles sont portées d'une part par Orano, pour le cycle du combustible et, d'autre part, par Framatome, filiale d'EDF, pour la conception, la fabrication et la maintenance des chaudières du parc de production nucléaire. La situation d'interdépendance vis-à-vis des entités du groupe Orano perdure aujourd'hui.

2.3.1 DOMAINE DU CYCLE DU COMBUSTIBLE NUCLÉAIRE

Les relations entre le groupe EDF et le groupe AREVA-Orano relatives au cycle du combustible sont régies par des contrats pluriannuels.

Pour l'amont du cycle du combustible nucléaire, tous types de combustibles inclus (voir section 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés » – « L'amont du cycle »), EDF s'appuie pour une part importante sur le groupe AREVA-Orano, qui représentait en 2017 de l'ordre de 52 % des achats d'EDF (52 % en 2016) :

- pour ses besoins en uranium naturel, EDF poursuit une politique de diversification en termes d'origines et de fournisseurs de ses sources d'approvisionnement ; le groupe AREVA-Orano reste un fournisseur important d'EDF dans ce domaine ;
- en matière de conversion, une part importante des besoins d'EDF est assurée par AREVA NC-Orano, en concurrence avec d'autres fournisseurs mondiaux ;
- dans le domaine de l'enrichissement, EDF a également diversifié ses approvisionnements entre les grands fournisseurs mondiaux. L'usine Georges Besse II d'AREVA NC assure une part significative de ces services (voir section 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »).

Pour la fabrication des assemblages de combustible, EDF fait appel à deux fournisseurs : Framatome et Westinghouse. Depuis la mise sous chapitre 11 de la maison mère de Westinghouse, EDF assure, en lien direct avec ce fournisseur, une vigilance continue afin de s'assurer de la continuité opérationnelle et de la sécurisation juridique de l'ensemble des contrats en cours. Pour l'aval du cycle du combustible nucléaire (voir section 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés » – « L'aval du cycle »), l'intégralité des opérations en France est confiée à AREVA NC-Orano :

- la gestion du combustible usé (évacuation, entreposage et traitement) est assurée dans l'usine d'AREVA NC-Orano à La Hague. Ces opérations, ainsi que le recyclage des produits issus du traitement, sont formalisées pour la période 2008-2040 dans l'accord-cadre EDF-AREVA-Orano du 19 décembre 2008 et décliné dans des contrats d'application successifs (voir note 29.1.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2016). Pour la période

2016-2023, le contrat y afférent a été signé en février 2016 (voir section 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés » – « L'aval du cycle ») ;

- le recyclage, qui couvre la fabrication du combustible MOX, est pour sa part assuré dans l'usine MELOX d'AREVA NC-Orano.

2.3.2 DOMAINE DU DÉVELOPPEMENT ET DE LA MAINTENANCE DES CENTRALES

Framatome est le principal fournisseur du groupe EDF en ce qui concerne la construction et la maintenance des centrales. En particulier, Framatome fournit les chaudières nucléaires, leurs pièces de rechange et les études de sûreté correspondantes. EDF a ainsi signé en 2011 avec Framatome deux contrats significatifs, l'un portant sur la fabrication de 32 des 44 générateurs de vapeur destinés aux tranches 1 300 MW, l'autre portant sur la rénovation des systèmes de contrôle-commande des réacteurs du palier 1 300 MW à l'occasion de leur troisième visite décennale. Les fabrications des générateurs de vapeur, objet du premier contrat, sont en cours bien que des défauts de qualité dans les dossiers retardent la mise en place des nouveaux composants sur les installations. S'agissant du deuxième contrat, la première installation a été engagée en 2015, sur la tranche 2 de la centrale de Paluel, mais n'a pu être menée encore à son terme compte tenu de l'aléa survenu en mars 2016 sur cette installation (chute d'un générateur de vapeur usé lors de sa manutention, voir section 1.4.1.1.2 « Exploitation du parc nucléaire et performance techniques »). La rénovation des systèmes de contrôle-commande, objet de ce contrat, a depuis été réalisée avec succès sur les tranches de Paluel 1 et Cattenom 1. En outre, depuis plusieurs années, une diversification a été engagée, en particulier auprès de Westinghouse et de Mitsubishi, pour le remplacement de certains gros composants de la chaudière (12 des 44 générateurs de vapeur du palier 1 300 MW seront fournis par Westinghouse) et la fourniture de services de maintenance.

Pour préparer le renouvellement de son parc de production, EDF a choisi de s'appuyer sur la technologie EPR, développée avec Framatome, en lançant la réalisation de la centrale EPR de Flamanville, pour laquelle EDF a conclu en 2007 un contrat avec Framatome pour la fourniture de la chaudière.

EDF entretient également des relations avec le groupe Alstom pour la maintenance de certains composants de ses centrales nucléaires et thermiques. Par ailleurs, Alstom est le fournisseur de la salle des machines de l'EPR de Flamanville 3. Les produits et services fournis par Alstom à EDF sont particulièrement importants pour ce qui concerne la maintenance des groupes turbo-alternateurs des centrales nucléaires, ainsi que pour la maintenance de certains gros composants du parc thermique.

EDF n'estime pas être en situation de dépendance vis-à-vis du groupe Alstom, qui est mis en concurrence sur la plupart de ses activités. Pour autant, EDF a veillé à préserver ses intérêts dans le domaine nucléaire lors du rachat par General Electric de la branche Énergie d'Alstom. L'enjeu principal pour EDF est double :

- garantir, à un coût acceptable et jusqu'à la fin de vie de chaque palier, la capacité industrielle nécessaire au maintien en condition opérationnelle et la prolongation de la durée de fonctionnement du parc de production nucléaire exploité par EDF, en France et au Royaume-Uni, y compris les réacteurs EPR de Flamanville 3 et d'Hinkley Point C ;
- assurer la disponibilité pour EDF, pour les projets nucléaires futurs, d'une offre turbine à des conditions technico-économiques performantes.

La préservation de ces intérêts stratégiques repose sur des accords-cadres et la création d'une filiale commune GEAST dédiée aux activités concernant la salle des machines des centrales nucléaires. L'accord conclu entre l'État, ALSTOM et General Electric (GE) signé le 21 juin 2014 prévoit notamment la constitution d'une joint venture entre GE et ALSTOM (GEAST) dont ALSTOM détiendra 50 % moins 1 vote. Il est prévu que GEAST développe de façon exclusive les activités nucléaires d'ALSTOM pour le monde entier ainsi que les activités « vapeur » (hors nucléaire) d'ALSTOM en France uniquement. L'État y détient une « golden share », y est représenté par un administrateur et dispose de droits de veto sur certains sujets de gouvernance.

2.4 PROCÉDURES JUDICIAIRES ET ARBITRAGES

Dans le cours normal de ses activités, le Groupe est impliqué dans un certain nombre de procédures judiciaires, arbitrales et administratives. Les charges qui peuvent résulter de ces procédures ne sont provisionnées que lorsqu'elles sont probables et que leur montant peut être soit quantifié, soit estimé dans une fourchette raisonnable. Dans ce dernier cas, le montant provisionné est déterminé au cas par cas sur la base de la meilleure estimation possible. Le montant des provisions retenu est fondé sur l'appréciation du niveau de risque au cas par cas et ne dépend pas en premier lieu du stade d'avancement des procédures, étant précisé que la survenance d'événements en cours de procédure peut toutefois entraîner une réappréciation de ce risque.

À l'exception des procédures décrites ci-dessous, il n'existe pas, à la connaissance de la Société, d'autre procédure administrative, judiciaire ou d'arbitrage, y compris en suspens ou dont elle serait menacée, susceptible d'avoir ou ayant eu au cours des 12 derniers mois des effets significatifs sur la situation financière ou la rentabilité de la Société et/ou du Groupe.

2.4.1 PROCÉDURES CONCERNANT EDF

Réseau d'Alimentation Général (RAG)

La Commission européenne a engagé en octobre 2002 une procédure contre la France considérant qu'une aide d'État aurait été consentie à EDF à l'occasion de la restructuration de son bilan au 1^{er} janvier 1997. Par décision en date du 16 décembre 2003, la Commission a fixé le montant de l'aide à rembourser à 889 millions d'euros en principal. Le 11 février 2004, l'État a émis à l'encontre d'EDF un titre de perception pour 1 224 millions d'euros, comprenant le principal et les intérêts. Ce montant a été payé par EDF. Le 27 avril 2004, EDF a déposé un recours en annulation de la décision de la Commission devant le Tribunal de Première Instance des Communautés européennes, devenu le Tribunal de l'Union européenne. Le Tribunal a rendu, le 15 décembre 2009, un arrêt annulant la décision de la Commission du 16 décembre 2003, considérant qu'elle aurait dû, dans son appréciation, appliquer le critère de l'investisseur avisé en économie de marché pour déterminer s'il y avait ou non aide d'État. Cet arrêt étant exécutoire, l'État a reversé à EDF la somme de 1 224 millions d'euros le 30 décembre 2009. Le 26 février 2010, la Commission européenne a formé un pourvoi devant la Cour de Justice de l'Union européenne contre l'arrêt du Tribunal. Par un arrêt du 5 juin 2012, la Cour de Justice a rejeté le pourvoi de la Commission européenne et confirmé l'arrêt du Tribunal de l'Union européenne du 15 décembre 2009.

Le 2 mai 2013, la Commission européenne a décidé de rouvrir son enquête, afin de vérifier, conformément aux critères établis par les juridictions européennes, si l'État a agi comme un investisseur avisé en économie de marché. Le 22 juillet 2015, la Commission européenne a rendu une nouvelle décision qualifiant d'aide d'État incompatible le traitement fiscal des provisions créées entre 1987 et 1996 pour le renouvellement des ouvrages du RAG, en estimant que la franchise d'impôt accordée à EDF ne pouvait être assimilée à un investissement motivé par des raisons économiques. En conséquence de cette décision, l'État a ordonné à EDF le remboursement de la somme correspondant au montant de l'aide allouée, augmentée des intérêts selon les modalités fixées par la Commission européenne, soit la somme de 1,38 milliard d'euros.

EDF a pris acte de cette décision et a procédé au remboursement des sommes exigées. Le Groupe conteste toutefois l'existence d'une aide d'État illicite et a déposé le 22 décembre 2015 un nouveau recours en annulation devant le Tribunal de l'Union européenne. Le 19 avril 2016, l'État est intervenu dans cette procédure au soutien d'EDF. Par arrêt du 16 janvier 2018, le Tribunal de l'Union européenne a rejeté ce recours et confirmé la décision de la Commission européenne. EDF prend acte de cette décision et examinera l'opportunité de former un pourvoi devant la Cour de Justice de l'Union européenne.

Mise en concurrence des concessions hydroélectriques en France

La Direction Générale de la Concurrence de la Commission européenne (CE) a ouvert une procédure contre l'État français concernant les concessions hydroélectriques en France, sur le fondement de l'article 106 chapitre 1 du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (TFUE) lu en combinaison avec l'article 102 du même traité.

Dans ce cadre, la CE a adressé à l'État français le 22 octobre 2015 une lettre de mise en demeure, dans laquelle elle considère que l'attribution et le maintien au bénéfice d'EDF de l'essentiel des concessions hydroélectriques en France constitueraient une infraction aux dispositions précitées en ce que ces mesures renforceraient la position dominante d'EDF sur les marchés français de la fourniture d'électricité au détail.

L'État a disposé d'un délai de deux mois pour répondre à la mise en demeure, qui a amorcé une phase d'échange contradictoire entre l'État et la CE et ne préjuge pas de la décision finale de cette dernière. En tant que principal tiers intéressé, EDF a reçu une copie de cette mise en demeure et a adressé à la Commission européenne ses observations en réponse à la mise en demeure le 4 janvier 2016, contestant fermement l'analyse de la CE et les éléments factuels sur lesquels cette analyse est fondée.

Les échanges entre la Commission européenne et l'État français sont toujours en cours.

Amiante

EDF a, par le passé, utilisé des matériaux contenant de l'amiante. Ainsi, certains personnels, notamment des métiers de la maintenance des centrales thermiques, ont pu être exposés, principalement avant les mesures de substitution ou de protection mises en place par EDF à partir de la fin des années 1970.

En France, EDF et Enedis ont fait l'objet, de 1997 au 31 décembre 2016, de 648 actions contentieuses en reconnaissance de faute inexcusable en relation avec une exposition à l'amiante de son personnel en milieu professionnel. La reconnaissance d'une telle faute peut entraîner le versement d'indemnités complémentaires à la charge de l'employeur aux victimes ou à leurs ayants droit.

À fin janvier 2018, le nombre de dossiers contentieux ouverts est de 109, 90 pour EDF et 19 pour Enedis.

Le montant cumulé des condamnations définitives d'EDF s'agissant d'actions contentieuses en reconnaissance de faute inexcusable de l'employeur s'élève à 28,9 millions d'euros environ au 31 décembre 2017.

Le nombre de contentieux initiés s'est stabilisé depuis 2010 et tend à baisser depuis 2016 (moins de 20 nouveaux dossiers chaque année). La charge financière supportée par la CNIÉG (Caisse de retraite des IEG) ne devrait donc pas varier sensiblement. Le risque financier est provisionné dans les comptes d'EDF à hauteur de 30 millions d'euros.

Solaire Direct

Le 17 décembre 2013, l'Autorité de la concurrence (ADLC) a sanctionné le groupe EDF à hauteur de 13,5 millions d'euros pour des pratiques d'abus de position dominante qui auraient permis, selon l'ADLC, de favoriser ses filiales actives dans le secteur photovoltaïque au détriment d'autres acteurs du marché. L'ADLC reproche à EDF d'avoir mis à disposition de ses filiales divers moyens matériels et immatériels non reproductibles par les concurrents (notamment la marque Bleu Ciel®, marque et logo, fichier clients), entretenant de ce fait une confusion dans l'esprit des consommateurs entre son activité de fournisseur d'électricité aux tarifs réglementés et celle de ses filiales actives dans le secteur photovoltaïque. EDF avait fait appel de cette décision devant la Cour d'Appel de Paris.

Le 21 mai 2015, la Cour d'Appel de Paris a partiellement réformé la décision de l'ADLC et annulé la sanction relative à l'utilisation de la marque et du logo EDF pour la période 2009-2010 ainsi que la majoration de la sanction au titre de la réitération. Au final, l'amende a ainsi été ramenée de 13,5 millions d'euros à 7,9 millions.

L'ADLC et EDF se sont pourvues en cassation. Par un arrêt en date du 27 septembre 2017, la Cour de cassation a rejeté les moyens du pourvoi d'EDF et a cassé et annulé l'arrêt de la Cour d'Appel de Paris de 2015 en ce qu'il avait écarté la circonstance aggravante tirée de la réitération. La Cour de cassation renvoie donc l'affaire à la Cour d'Appel de Paris sur la seule question de la détermination de la majoration de l'amende au titre de la réitération. L'arrêt devrait être rendu courant 2018.

2. FACTEURS DE RISQUES ET CADRE DE MAÎTRISE

Procédures judiciaires et arbitrages

Contentieux indemnitaires d'opérateurs photovoltaïques

Le 13 mai 2014, Solaire Direct a assigné les sociétés EDF, EDF EN, EDF ENR et EDF ENR Solaire devant le tribunal de commerce de Paris, en vue d'obtenir réparation du dommage qu'elle aurait subi au titre des pratiques ayant fait l'objet de la décision de l'ADLC du 17 décembre 2013, évalué par Solaire Direct à 8,7 millions d'euros. Le Tribunal avait prononcé un sursis à statuer le 16 décembre 2014, dans l'attente de l'arrêt de la Cour d'Appel de Paris statuant sur le recours d'EDF contre la décision de l'ADLC précitée. Par jugement en date du 21 février 2017, le tribunal avait prononcé un nouveau sursis à statuer jusqu'au prononcé de l'arrêt de la Cour de cassation dans le cadre du pourvoi de l'ADLC contre l'arrêt du 21 mai 2015. L'arrêt de la Cour de cassation étant intervenu (voir le litige « Solaire Direct » ci-dessus), l'affaire a été réinscrite au rôle et Solaire Direct évalue désormais son préjudice à 5,2 millions d'euros. Aucune date de plaidoirie n'est fixée à ce jour.

Le 11 décembre 2014, les sociétés Apem Énergie, Arkeos, Biosystem-AD, Cap Eco Énergie, Cap Sud, Isowatt, PCI-m, Photen et Sol'Air Confort ont assigné les sociétés EDF, EDF ENR et EDF ENR Solaire devant le tribunal de commerce de Paris sur le même fondement. Elles réclament le paiement d'une somme de 18,3 millions d'euros au titre des dommages et intérêts allégués. Par jugement en date du 27 septembre 2017, le tribunal a rejeté l'action des demanderesse au motif que la prescription était acquise. Seules six des onze sociétés ont fait appel de la décision, et la demande totale de dommages et intérêts s'élève désormais à 9,4 millions d'euros.

Contentieux avec des producteurs photovoltaïques

L'annonce par les pouvoirs publics à l'automne 2010 d'une prochaine révision à la baisse des tarifs d'achat de l'électricité photovoltaïque a provoqué une augmentation massive des dépôts de demandes de raccordements (cet afflux s'expliquant par le fait que la date de dépôt de la demande complète de raccordement déterminait alors le tarif applicable). Plusieurs arrêtés ministériels successifs ont ainsi baissé les tarifs d'achat.

Ces baisses n'ayant pas été suffisantes pour enrayer l'afflux de demandes de contrats, le Gouvernement a, par décret du 9 décembre 2010, décidé de la suspension de la conclusion de nouveaux contrats pour une durée de trois mois et indiqué que les dossiers n'ayant pas reçu une acceptation de leur proposition technique et financière de raccordement avant le 2 décembre 2010 devaient faire l'objet d'une nouvelle demande de raccordement à l'issue de ce délai de trois mois.

Dans ce contexte, un certain nombre de producteurs, ayant perdu le droit au tarif d'obligation d'achat avant le moratoire, ont intenté des procédures indemnitaires contre EDF gestionnaire de réseau de distribution (GRD) dans les ZNI et Enedis GRD en métropole au motif que les GRD n'auraient pas émis les propositions techniques et financières relatives au raccordement dans un délai qui leur aurait permis de bénéficier des conditions de rachat de l'électricité plus avantageuses (voir section 2.4.2 « Procédures concernant les filiales et participations d'EDF - Enedis »).

Si certaines décisions rendues en première instance ont rejeté l'ensemble des demandes des requérants, d'autres leur ont accordé des indemnités.

EDF et Enedis ont souhaité faire application de leur police d'assurance Responsabilité Civile. Les assureurs ont opposé un refus de garantie. La Cour de Cassation a considéré dans un arrêt du 9 juin 2015 (*Green Yellow*) que la garantie des assureurs était due, en même temps qu'elle a reconnu la responsabilité d'Enedis. Les assureurs continuent cependant à refuser leur garantie sur les autres dossiers pendants.

Par ailleurs, par ordonnance du 15 mars 2017, la CJUE a confirmé que les arrêtés des 10 juillet 2006 et 12 janvier 2010 fixant les tarifs d'achat d'électricité d'origine photovoltaïque constituent une « intervention de l'État ou aux moyens de ressources d'État », l'un des quatre critères permettant de qualifier une aide d'État. Elle rappelle qu'une telle mesure d'aide mise à exécution sans avoir été préalablement notifiée à la Commission est illégale. Il revient désormais aux juridictions nationales d'en tirer toutes les conséquences, en particulier en écartant l'application de ces arrêtés illégaux.

Les tribunaux de commerce et Cours d'Appel sont appelés à se prononcer dans les prochains mois.

Contestant la mise en cause de leur responsabilité, EDF et Enedis :

- ont décidé de mener une action d'assurance de globalisation des réclamations liées à un même fait dommageable ayant la même cause technique (demandes

de raccordement émises entre le 24 et le 31 août 2010), dite sinistre sériel contre leurs assureurs ;

- interjetent appel contre les jugements les plus défavorables rendus en première instance ;
- s'appuient sur l'ordonnance de la CJUE pour faire valoir que les préjudices des producteurs sont basés sur des arrêtés illégaux et sont donc non réparables.

SUN'R

La société SUN'R a déposé une plainte devant l'Autorité de la concurrence (ADLC), le 21 juin 2012, contre EDF et Enedis, assortie d'une demande de mesures conservatoires. La société SUN'R reprochait à Enedis des retards dans la procédure de raccordement de ses installations photovoltaïques et à EDF des retards dans la mise en œuvre des contrats d'obligation d'achat et le paiement des factures afférentes. En outre, selon SUN'R, EDF ENR aurait bénéficié d'un traitement privilégié pour le raccordement de ses installations par Enedis et le paiement de ses factures par EDF.

Par une décision du 14 février 2013, l'ADLC a rejeté toutes les demandes de mesures conservatoires de SUN'R, mais a décidé de poursuivre l'instruction au fond.

Les services d'instruction de l'ADLC ont adressé aux parties le 12 janvier 2018 une proposition de non-lieu concluant à l'absence de pratiques anticoncurrentielles de la part d'EDF, d'Enedis et de RTE. Cette proposition ne préjuge toutefois pas de la décision finale qui sera adoptée par l'ADLC.

Parallèlement à sa plainte devant l'ADLC en 2012, SUN'R a formé le 29 août 2012 une requête en référé-expertise et provision devant le Tribunal administratif de Paris, assortie d'une demande d'indemnité provisionnelle de 1 million d'euros concernant EDF et 2,5 millions d'euros concernant Enedis. Par une ordonnance du 27 novembre 2012, le juge des référés du Tribunal administratif de Paris a rejeté cette requête.

Le 30 avril 2015, SUN'R a assigné Enedis et EDF SA devant le Tribunal de commerce de Paris, afin d'obtenir l'indemnisation du préjudice que lui auraient causé les retards dans le processus de raccordement au réseau de distribution d'électricité de ses projets de centrales de production d'énergie d'origine solaire. Elle demande au Tribunal de surseoir à statuer et réclame, dans l'attente de la décision au fond de l'Autorité de la concurrence, le paiement d'une somme provisionnelle de 10 millions d'euros à valoir sur son préjudice. Par un jugement du 7 novembre 2016, le Tribunal de commerce de Paris a débouté SUN'R de sa demande de provision et prononcé un sursis à statuer jusqu'à ce que l'ADLC rende une décision au fond.

Le 24 novembre 2015, les sociétés Sun West, Azimut 56 et JB Solar ont assigné Enedis et EDF SA devant le Tribunal de commerce de Paris sur le même fondement. Elles sollicitent à ce jour près de 4 millions d'euros au titre du préjudice allégué mais demandent au Tribunal de surseoir à statuer jusqu'à la décision au fond de l'Autorité de la concurrence. Par un jugement en date du 4 décembre 2017, le Tribunal de commerce de Paris a débouté les sociétés Sun West, Azimut 56 et JB Solar de leur demande de provision et prononcé un sursis à statuer jusqu'à ce que l'ADLC rende une décision au fond.

Eole Miquelon

Le 20 juillet 2015, la société Eole Miquelon a saisi l'Autorité de la concurrence de pratiques mises en œuvre dans le secteur de l'électricité à Miquelon.

La société Eole Miquelon, exploitant d'une ferme éolienne sur l'île, reproche à EDF d'avoir limité l'injection d'électricité d'origine éolienne produite par ses installations afin de privilégier sa propre production d'électricité. Ces pratiques auraient, selon la saisissante, entraîné la cessation de son activité sur l'île.

Xélan

Le 17 octobre 2016, la société Xélan a saisi l'Autorité de la concurrence en alléguant notamment que le refus d'EDF de lui transmettre les données de consommation des clients au tarif réglementé de vente l'empêcherait de construire ses propres offres de fourniture d'électricité basées sur la maîtrise de la consommation énergétique. À la suite du dépôt de cette plainte, l'Autorité de la concurrence a procédé les 22 et 23 novembre 2016 à des opérations de visite et de saisies dans les locaux d'EDF et de plusieurs de ses filiales. Ces opérations ne préjugent toutefois en rien de l'existence d'une infraction qui pourrait être imputée au groupe EDF. EDF et ses filiales ont introduit des recours devant la Cour d'Appel de Versailles pour contester ces opérations de visite et de saisies. L'audience de plaidoiries concernant ces recours a eu lieu le 22 février 2018 et l'arrêt sera rendu au 1er semestre 2018.

Enquête plafonnements CSPE

Le 27 mars 2014, la Commission européenne a ouvert une enquête approfondie concernant les réductions sur la Contribution au Service Public de l'Électricité en France (CSPE) accordées aux grands consommateurs d'énergie et aux autoproducteurs sur le fondement des règles sur les aides d'État. En tant que tiers intéressé, EDF a présenté ses observations à la Commission européenne sur la décision, suite à sa publication au *Journal officiel de l'Union européenne* le 3 octobre 2014.

Litiges en matière sociale

EDF est partie à un certain nombre de litiges en matière sociale concernant notamment le temps de travail. EDF estime qu'aucun de ces litiges, pris isolément, n'est susceptible d'avoir un impact significatif sur son résultat financier ou sa situation financière. Toutefois, s'agissant de situations pouvant concerner un nombre important de salariés d'EDF en France, une multiplication de ces litiges pourrait potentiellement avoir un effet négatif sur la situation financière du Groupe, même si ce risque est atténué par la signature en 2016 de l'accord relatif aux forfaits jours.

Litiges en matière environnementale

Du fait de son activité industrielle, le Groupe est partie à divers litiges environnementaux, en particulier en matière de dépollution des sols. À la date de dépôt du présent document de référence, le Groupe estime qu'aucun de ces litiges, pris isolément, n'est susceptible, si sa résolution devait être défavorable à EDF, d'avoir un effet négatif significatif sur la situation financière du Groupe.

Litiges en matière fiscale

À la suite de vérifications de comptabilités sur des exercices passés, l'Administration contestait la déductibilité fiscale des provisions pour rentes accident du travail et maladies professionnelles (AT/MP) de la Société. S'agissant d'une problématique liée au statut des IEG, elle concerne également les sociétés RTE, ENEDIS et Électricité de Strasbourg notamment. Par deux arrêts en date du 22 novembre 2017, le Conseil d'État a définitivement validé la position de la Société et reconnu le caractère déductible sur le plan fiscal de ces provisions mettant fin à l'ensemble des contentieux afférents.

Pour la période 2008 à 2015, EDF a reçu des propositions de rectification relatives notamment à la déductibilité fiscale de certains passifs de long terme. Ce redressement, réitéré chaque année, représente un risque financier cumulé d'impôt sur les sociétés de l'ordre de 536 millions d'euros à fin 2017. Par deux jugements intervenus en septembre 2017, le Tribunal Administratif de Montreuil a reconnu la déductibilité fiscale de ces passifs et validé la position retenue par la Société.

Pour les exercices 2012 et 2015, l'Administration fiscale a notifié à la Société certains des redressements récurrents en matière de Contribution sur la Valeur ajoutée des Entreprises et remis en cause la déductibilité de provisions à long terme.

Vent de Colère

À la suite d'un recours formé par l'association Vent de Colère contre l'arrêté du 17 novembre 2008 fixant les tarifs d'achat de l'électricité d'origine éolienne, le Conseil d'État a sursis à statuer et saisi la Cour de Justice de l'Union européenne d'une question préjudicielle portant sur le point de savoir si le mécanisme de financement de l'obligation d'achat reposant sur la CSPE doit être regardé comme une intervention de l'État ou au moyen de ressources d'État au sens et pour l'application des dispositions du Traité de l'Union européenne relatives aux aides d'État.

Le 19 décembre 2013, la Cour a rendu sa décision et confirmé que « le nouveau mécanisme de compensation intégrale des surcoûts imposés à des entreprises en raison d'une obligation d'achat de l'électricité d'origine éolienne à un prix supérieur à celui du marché dont le financement est supporté par tous les consommateurs finals de l'électricité (...) constitue une intervention au moyen de ressources d'État ».

Par un arrêt du 28 mai 2014, le Conseil d'État a annulé l'arrêté du 17 novembre 2008 au motif que les tarifs qu'il fixe constituent une aide d'État qui n'avait pas été notifiée à la Commission européenne préalablement à leur entrée en vigueur. En remplacement, le ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer a signé, le 17 juin 2014, un arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité d'origine éolienne terrestre. Ce nouveau texte reprend les conditions d'achat éolien de l'arrêté de 2008 et l'impact sur la CSPE ne sera pas modifié. L'arrêté du 17 juin 2014 a fait l'objet d'un recours devant le Conseil d'État, rejeté par un arrêt en date du 9 mars 2016, par lequel le juge a considéré que la notification de ce nouvel arrêté à la Commission européenne n'était pas nécessaire et a par ailleurs écarté le moyen selon lequel le niveau de rémunération des capitaux immobilisés accordé aux producteurs éoliens serait excessivement élevé.

Par un avis Praxair rendu le 22 juillet 2015, le Conseil d'État a considéré que le produit de la CSPE n'influence pas directement l'importance des aides allouées aux producteurs utilisant des énergies renouvelables. Il a déduit que la CSPE ne pouvait être regardée comme faisant partie intégrante du dispositif de soutien à la filière éolienne jugé illégal par l'arrêt Vent de Colère du 28 mai 2014 ou d'un autre dispositif de soutien aux énergies renouvelables. Tirant les conséquences de l'avis du Conseil d'État, la Cour administrative d'appel de Paris a, par un arrêt du 23 février 2016, rejeté les demandes en restitution de CSPE, présentées par la société Praxair. La société Messer France, venant aux droits de la société Praxair, a formé un pourvoi à l'encontre de cet arrêt. Le Conseil d'État, par une décision du 22 février 2017, a décidé de surseoir à statuer jusqu'à ce que la Cour de Justice de l'Union européenne (CJUE) se soit prononcée sur les questions préjudicielles qui lui sont renvoyées, relatives à la compatibilité de la CSPE avec les directives fixant le régime général d'accise (92/12/CEE du 25 février 1992 et 2008/118/CE du 16 décembre 2008) et le cadre de la taxation des produits énergétiques et de l'électricité (2003/96/CE du 27 octobre 2003). Le 7 mars 2018, l'Avocat général a présenté ses conclusions, estimant que la CSPE peut être qualifiée d'imposition directe poursuivant des finalités spécifiques compatibles avec le droit de l'UE, uniquement pour le pourcentage de son produit destiné à financer la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables. La décision de la CJUE devrait intervenir d'ici la fin du premier semestre 2018. Il appartiendra ensuite au Conseil d'État de statuer sur le pourvoi de la société Messer en tenant compte des réponses apportées par la Cour. Outre le contentieux Messer, de nombreuses instances visant également à obtenir de la part de l'État la restitution de la CSPE sont actuellement pendantes devant les juridictions administratives et suspendues à l'arrêt du Conseil d'État qui suivra la décision de la CJUE.

Par ailleurs, par une décision du 15 avril 2016, le Conseil d'État a condamné l'État à une astreinte de 10 000 euros par jour de retard s'il ne justifie pas, dans un délai de 6 mois, avoir fait le nécessaire pour assurer l'exécution de la décision du 28 mai 2014 en adressant à chacun des producteurs ayant bénéficié du soutien entre la date de l'arrêté du 17 novembre 2008 et la date de la décision de la Commission du 27 mars 2014, un titre de recettes correspondant aux intérêts calculés sur les montants d'aide versés durant cette période.

Les titres de perception ont bien été reçus par les sociétés de projet concernées du périmètre d'EDF EN et le 15 décembre 2016, un montant de 4,5 millions d'euros (pour la quote-part d'EDF EN) a été versé au titre des intérêts dus sur les sommes versées et qualifiées d'aide d'État.

SHEM

Aux fins d'alimentation du canal des Nestes, les concessionnaires ou exploitants d'ouvrages situés en amont (EDF et la SHEM) sont tenus à des obligations réglementaires de lâchers annuels de volumes d'eau (« lâchers agricoles »). Selon une « convention de lâchers agricoles » du 1^{er} décembre 2003, EDF et la SHEM sont convenues des modalités techniques et financières des lâchers qu'effectuera la SHEM pour le compte d'EDF moyennant rémunération.

À partir d'octobre 2010, la répartition des ouvrages entre EDF et la SHEM ayant été modifiée par l'État au bénéfice de la SHEM à l'issue du renouvellement des concessions hydroélectriques, l'État a modifié la répartition des ouvrages concourant désormais aux obligations de lâchers agricoles. Aucun ouvrage concédé à EDF n'étant désormais tenu à ces obligations de lâchers, EDF a considéré que la convention précitée du 1^{er} décembre 2003 n'avait plus d'objet et a rejeté les factures de la SHEM pour un montant total de 14,9 millions d'euros HT.

La juridiction administrative s'étant déclarée incompétente, la SHEM a assigné en octobre 2016 EDF devant le Tribunal de commerce de Paris en vue du paiement de ces factures. La prochaine audience de mise en état se tiendra le 12 avril 2018 pour dépôt de conclusions en réponse d'EDF suite au dépôt des conclusions récapitulatives n°3 de la SHEM.

Recours contre la décision de la Commission européenne d'autorisation du contrat pour différence HPC

L'Autriche a déposé le 6 juillet 2015 devant le Tribunal de l'Union européenne un recours contre la décision de la Commission européenne ayant autorisé le contrat pour différence négocié avec le gouvernement britannique au sujet de Hinkley Point C. L'audience de plaidoiries s'est tenue le 5 octobre 2017 et l'arrêt est attendu courant 2018.

En parallèle, un ensemble d'opérateurs allemands et autrichiens mené par Greenpeace Energy (et comprenant d'autres acteurs, notamment Ecotricity, fournisseur d'électricité britannique) a également déposé le 15 juillet 2015 devant le Tribunal de l'Union européenne un recours contre la décision de la Commission européenne. Le 26 septembre 2016, le Tribunal a rejeté ce second recours aux motifs que les plaignants n'étaient pas parvenus à démontrer qu'ils étaient

2. FACTEURS DE RISQUES ET CADRE DE MAÎTRISE

Procédures judiciaires et arbitrages

individuellement affectés par cette décision ni que celle-ci était susceptible de porter une atteinte substantielle à la position concurrentielle des sociétés concernées sur le marché de l'électricité de l'Union. Le 9 décembre 2016, Greenpeace Energy a fait appel contre cette ordonnance du Tribunal devant la Cour de Justice de l'Union européenne. Cette ordonnance a été confirmée par la Cour de Justice de l'Union européenne le 10 octobre 2017.

Ces deux recours n'étant pas suspensifs, EDF, le gouvernement britannique et CGN (Chine General Nuclear Power) ont signé, le 29 septembre 2016, l'ensemble des accords relatifs à HPC, y compris le contrat pour différence.

Recours contre la décision finale d'investissement sur le projet Hinkley Point C

Saisine du Tribunal de Grande Instance de Paris par le Comité central d'entreprise d'EDF SA

Autorisé par ordonnance en date du 20 juin 2016, le Comité central d'entreprise de la société EDF SA (ci-après, le « CCE ») a fait assigner la société EDF devant le Président du Tribunal de grande instance de Paris, statuant en la forme des référés, pour une audience qui s'est tenue le 22 septembre 2016. Le CCE demandait notamment au Président du Tribunal de grande instance de Paris statuant en la forme des référés d'ordonner à la société EDF de transmettre au CCE un certain nombre de documents et/ou d'informations, de proroger le délai de consultation du CCE d'EDF et de faire interdiction à la société EDF de mettre en œuvre le projet Hinkley Point C, ce qu'EDF a contesté. Par décision rendue le 27 octobre 2016, le Président du Tribunal de Grande Instance de Paris, statuant en la forme des référés, a jugé les demandes du CCE irrecevables et l'a condamné à verser à la société EDF SA la somme de 1 500 euros au titre de l'article 700 du Code de procédure civile. Le CCE a fait appel de cette décision et une audience s'est tenue devant la Cour d'Appel de Paris le 9 mars 2017. Une question prioritaire de constitutionnalité (QPC) visant à contester la constitutionnalité de la loi n° 2013-504 du 14 juin 2013 dite de « sécurisation de l'emploi » qui fixe désormais les conditions selon lesquelles doivent être menées les procédures d'information consultation des représentants du personnel dans ce type de dossier a parallèlement été déposée par le CCE. Par décision du 17 mai 2017, la CA a considéré que la QPC soulevée par les appelants n'est pas dépourvue de caractère sérieux, mais n'a pas transmis à la Cour de cassation, celle-ci ayant déjà été saisie d'une QPC sur la même question et a donc décidé de surseoir à statuer dans l'attente de sa décision. À noter que le Conseil constitutionnel a, dans sa décision rendue le 4 août 2017, validé les dispositions du code du travail contestées relatives au délai préfix. La procédure a donc repris devant la Cour d'Appel de Paris. Une décision devrait intervenir courant 2018.

Greenpeace

Greenpeace a déclaré avoir déposé une plainte le 24 novembre 2016 auprès du Parquet national financier contre EDF et son Président-Directeur Général pour délits boursiers, alléguant qu'ils auraient présenté un bilan inexact et diffusé des informations trompeuses. Cette plainte fait suite aux travaux du cabinet AlphaValue réalisés à la demande de Greenpeace et relatifs à la situation d'EDF.

EDF a contesté les analyses du cabinet AlphaValue et a rappelé que ses comptes sont audités et certifiés par ses Commissaires aux comptes, et que les coûts de démantèlement de son parc nucléaire en exploitation avaient par ailleurs fait l'objet d'un audit pour le compte du ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer, dont la synthèse, qui avait été rendue publique le 15 janvier 2016, confortait globalement les estimations de la Société.

EDF a déposé une plainte pénale le 25 novembre 2016 pour tirer les conséquences de ces allégations mensongères et de ces informations trompeuses.

Saisine du Tribunal de commerce de Paris par AET

Dans le cadre d'un contrat de fourniture d'électricité en base conclu le 20 décembre 2007 pour 20 ans, portant sur une capacité annuelle de 70 MW, la société Azienda Elettrica Ticinese (« AET »), société publique du Canton du Tessina a sollicité une renégociation du prix de l'énergie, arguant du niveau des prix de marché devenu inférieur - à compter de 2014 et à certaines périodes au prix du contrat.

Le prix du contrat étant ferme et en l'absence de clause de sauvegarde, EDF a proposé des aménagements, dans le respect de l'équilibre économique initial et en soulignant l'absence d'obligation de renégociation.

Les négociations n'ayant pas abouti, AET a assigné EDF devant le Tribunal de commerce de Paris le 12 avril 2016. Le Tribunal de commerce de Paris a rendu une

décision le 4 décembre 2017 en faveur d'EDF. AET a vu ses demandes rejetées dans leur totalité. AET dispose d'un délai de 3 mois à compter de la signification en Suisse pour faire appel.

Par ailleurs, AET a assigné EDF le 9 novembre 2017 dans le cadre de ce même contrat pour réclamer un partage des bénéfices du Mécanisme de capacité.

Enquête AMF

Le 21 juillet 2016, l'AMF a procédé à des opérations de visite dans les locaux d'EDF, durant lesquelles EDF lui a remis des documents. Cette visite s'inscrit dans le cadre d'une enquête de l'AMF sur l'information financière fournie aux marchés par EDF depuis juillet 2013. Elle ne préjuge en rien de l'existence d'une infraction qui pourrait être attribuée au groupe EDF.

Enquête CRE/REMIT

Le 1^{er} décembre 2016, la CRE a procédé à l'ouverture d'une enquête visant à établir si EDF et ses filiales EDF Trading limited et EDF Markets Limited se sont livrées, depuis le 1^{er} avril 2016, à des pratiques susceptibles de constituer des manquements aux dispositions du règlement (UE) n° 1227/2011 du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (REMIT).

Le même jour, la CRE a procédé à l'ouverture d'une autre enquête visant à établir si EDF et ses filiales EDF Trading limited et EDF Markets Limited se sont livrées, depuis le 1^{er} janvier 2014, à des pratiques susceptibles de constituer des manquements aux dispositions du règlement REMIT.

Le 14 décembre 2017, la CRE a procédé à l'ouverture d'une troisième enquête visant à établir si EDF et toute autre personne qui lui serait liée se sont livrées, depuis le 1^{er} janvier 2017, à des pratiques susceptibles de constituer des manquements aux dispositions du règlement (UE) n° 1227/2011 du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (REMIT).

Elles ne préjugent en rien de l'existence d'une infraction qui pourrait être attribuée au groupe EDF.

Enquête CNIL

Le 18 octobre 2016, la CNIL a procédé à un contrôle sur place dans les locaux d'EDF, dans le cadre des pouvoirs généraux de contrôle qu'elle tient de la loi de 1978. En l'occurrence, la CNIL a demandé des précisions sur le traitement par EDF des données à caractère personnel relevées au moyen des compteurs LINKY et transmises par le gestionnaire de réseau de distribution Enedis à EDF, ainsi que sur les modalités de recueil et de conservation de la preuve des consentements des clients concernant le traitement de données détaillées. EDF a fourni les éléments demandés. La CNIL a clôturé la procédure par courrier adressé au président d'EDF le 9 novembre 2017.

Redémarrage des réacteurs nucléaires n° 2 de Gravelines, n° 3 de Dampierre et n° 3 de Tricastin

Depuis 2015 et à la suite d'une anomalie détectée sur les calottes de la cuve de l'EPR de Flamanville, EDF a procédé, à la demande et sous le contrôle de l'ASN, à des analyses sur les réacteurs nucléaires en exploitation. Ces dernières étaient destinées à vérifier que les fonds primaires (c'est-à-dire la partie basse) des générateurs de vapeur équipant 18 réacteurs des paliers de type 900 ou 1 450 MWe exploités par EDF ne présentaient pas d'anomalie similaire à celle découverte sur la cuve de l'EPR de Flamanville, à savoir une concentration importante en carbone, susceptible d'altérer leur résistance mécanique. Lors des contrôles des générateurs de vapeur, des concentrations en carbone ont été détectées dans certaines pièces, et sur certaines parties seulement, de douze réacteurs équipés de fonds primaires fabriqués par une entreprise japonaise, JCFC (Japan Casting and Forging Corporation). Parmi ces réacteurs figurent ceux des centrales nucléaires de Gravelines (n° 2), Dampierre (n° 3) et Tricastin (n° 3). Après plusieurs contrôles effectués par EDF lors des arrêts programmés de ces réacteurs et l'envoi à l'ASN de compléments techniques destinés à justifier l'aptitude au service des fonds primaires de ces générateurs de vapeur, l'ASN a donné son accord pour le redémarrage de chacun des réacteurs précités.

Par trois requêtes en référé déposées auprès du Conseil d'État le 23 décembre 2016 et accompagnées d'un recours en excès de pouvoir, l'Association « Observatoire du Nucléaire » a demandé la suspension des effets des accords de l'ASN aux redémarrages des trois réacteurs précités. Par ordonnance du 18 janvier 2017, le Conseil d'État a rejeté les requêtes en référé. L'examen des requêtes au fond à fin d'annulation est toujours en cours d'instruction devant le Conseil d'État.

Anomalies sur le parc nucléaire

À la suite de la détection d'une anomalie sur un générateur de vapeur du réacteur n° 2 de Fessenheim fabriqué dans les usines du Creusot (AREVA NP), Greenpeace et six autres associations ont déposé plainte contre EDF et AREVA NP le 14 octobre 2016 auprès du Parquet de Paris pour quatre délits dont usage de faux, mise en danger délibérée de la vie d'autrui et déclaration tardive d'incident. Parallèlement à cette action, l'association « Observatoire du nucléaire » avait déposé plainte le 4 mai 2016 auprès du Parquet de Chalon-sur-Saône pour faux, usage de faux et mise en danger de la vie d'autrui contre AREVA NP à la suite de l'audit réalisé sur les activités de l'usine du Creusot révélant notamment « des irrégularités dans le contrôle de fabrication d'environ 400 pièces produites depuis 1965, dont une cinquantaine seraient en service sur le parc électronucléaire français ». Par ailleurs, l'ASN a déclaré avoir fait le 25 octobre 2016 un signalement auprès du Parquet de Chalon-sur-Saône sur la base de l'article 40 du Code de procédure pénale à la suite des irrégularités constatées au sein de l'usine du Creusot.

Flamanville 3 - recours contre le décret modifié d'autorisation de création

Trois recours ont été exercés contre le décret d'autorisation de création modifié de Flamanville 3. Les deux premiers ont été déposés le 23 mai 2017 devant le Conseil d'Etat à l'initiative de plusieurs associations (l'un du CRILAN et l'autre de « Notre Affaire à tous ») directement contre le décret du 23 mars 2017 modifiant le décret d'autorisation de création de Flamanville 3 et modifiant la durée limite de mise en service. Lors de l'audience qui s'est tenue le 8 mars 2018, le rapporteur public a conclu au rejet des deux recours.

Le troisième recours a été déposé le 21 août 2017 également devant le Conseil d'Etat par plusieurs associations dont Greenpeace, le CRILAN et « Notre Affaire à tous » contre le refus implicite du Premier ministre d'abroger le décret d'autorisation de création modifié de Flamanville 3.

Flamanville 3 – demande d'expertise judiciaire sur l'anomalie de l'acier et du fond de la cuve

Par requête déposée le 24 août 2017 devant le Tribunal de Grande Instance (TGI) de PARIS, l'Observatoire du Nucléaire a sollicité la désignation d'un expert judiciaire afin notamment qu'un avis soit donné sur l'anomalie de la cuve de Flamanville 3. Par ordonnance du 31 octobre 2017, le TGI a rejeté la requête. Faute de contestation en appel, cette décision judiciaire est devenue définitive.

Flamanville 3 - recours contre l'avis de l'Autorité de sûreté nucléaire du 10 octobre 2017

Plusieurs associations dont le Réseau « Sortir du nucléaire » et Greenpeace France ont déposé le 30 novembre 2017 un recours devant le Conseil d'Etat pour demander l'annulation de l'avis de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) du 10 octobre 2017 relatif à l'anomalie de l'acier du fond et du couvercle de la cuve Flamanville 3. L'ASN considère en effet que cette anomalie n'est pas de nature à remettre en cause la mise en service de la cuve sous réserve de la réalisation de contrôles spécifiques lors de l'exploitation de l'installation.

Fessenheim

L'Association Trinationale de Protection Nucléaire (ATPN), représentée par Mme Corinne Lepage a déposé le 14 mars 2017 un recours devant le Conseil d'Etat pour demander l'annulation d'une part, de la décision n° 2016-DC-0551 de l'ASN du 29 mars 2016 fixant les prescriptions relatives aux modalités de prélèvement et de consommation d'eau, de rejet d'effluent et de surveillance de l'environnement de la centrale de Fessenheim et, d'autre part, de la décision n° 2016-DC-0550 de l'ASN fixant les valeurs limites de rejet dans l'environnement des effluents de cette même installation.

Par ailleurs, deux organisations syndicales (FO et CFE-CGC) ainsi que plusieurs collectivités locales dont la commune de Fessenheim ont déposé respectivement en mai et juillet 2017 un recours devant le Conseil d'Etat pour demander l'annulation du décret n° 2017-508 du 8 avril 2017 portant abrogation de l'autorisation d'exploiter la centrale nucléaire de Fessenheim.

Tarifs réglementés de vente de l'électricité – recours contre la décision du 27 juillet 2017

Le 24 août 2017, la société ENGIE a formé un recours devant le Conseil d'Etat contre la décision du 27 juillet 2017 relative aux tarifs réglementés de vente de l'électricité. L'Association nationale des opérateurs détaillants en énergie (l'« ANODE ») a également déposé, le 27 septembre 2017, une requête

sommaire contre cette décision, qu'elle a complété d'un mémoire ampliatif le 22 décembre 2017.

ENGIE et l'ANODE demandent au Conseil d'Etat d'annuler la décision du 27 juillet 2017 au motif qu'elle a été prise sur la base de dispositions législatives contraires au droit de l'Union européenne. Plus particulièrement, selon ces deux sociétés, les tarifs réglementés de vente de l'électricité ne remplissent pas les conditions cumulatives posées par la directive 2009/72/CE du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, telles qu'elles ont été interprétées par la Cour de justice de l'Union européenne (décisions Federutility du 20 avril 2010 et ANODE du 7 septembre 2016) et le Conseil d'Etat (décision ANODE du 19 juillet 2017).

La décision du Conseil d'Etat devrait intervenir au premier semestre 2018.

2.4.2 PROCÉDURES CONCERNANT LES FILIALES ET PARTICIPATIONS D'EDF

RTE

Litiges en matière fiscale

RTE a fait l'objet de plusieurs vérifications de comptabilité sur les exercices passés. Le principal chef de redressement concernait la déductibilité des provisions pour rentes accident du travail et maladies professionnelles (AT/MP). Par un arrêt en date du 28 décembre 2017, le Conseil d'Etat a définitivement validé la position de la Société et reconnu le caractère déductible sur le plan fiscal de ces provisions. Ce sujet est donc définitivement clos.

ENEDIS

Litiges en matière fiscale

L'Administration contestait la déductibilité fiscale des provisions pour rentes accident du travail et maladies professionnelles (AT/MP). Les arrêts du Conseil d'Etat de novembre et décembre 2017 relatifs au même sujet pour d'autres entreprises du Groupe apportent une solution identique pour la Société confirmant le caractère déductible sur le plan fiscal de ces provisions et mettent fin à ces contentieux.

Contentieux avec des producteurs photovoltaïques

Au cours de l'année 2010, les annonces de baisse du tarif de rachat d'électricité ont eu pour conséquence, notamment en août 2010, un afflux considérable de demandes de raccordement dans les unités d'Enedis (cet afflux s'expliquant par le fait que la date de dépôt de la demande complète de raccordement déterminait alors le tarif applicable). Trois mois plus tard, le décret moratoire du 9 décembre 2010 a décidé de la suspension de la conclusion de nouveaux contrats pour une durée de trois mois et indiqué que les dossiers n'ayant pas reçu une acceptation de leur proposition technique et financière de raccordement avant le 2 décembre 2010 devaient faire l'objet d'une nouvelle demande de raccordement à l'issue de ce délai de trois mois (voir section 2.4.1 « Procédures concernant EDF »).

À l'issue de ce moratoire, de nouvelles dispositions relatives au rachat de l'électricité ont été mises en œuvre. Dans ce cadre, le système des appels d'offres s'est développé et, par ailleurs, un nouvel arrêté a fixé le nouveau tarif d'obligation d'achat de l'électricité photovoltaïque. Cet arrêté, pris le 4 mars 2011, a eu pour effet de faire baisser significativement le prix de rachat de l'électricité photovoltaïque.

L'arrêt rendu par le Conseil d'Etat le 16 novembre 2011 rejetant les différents recours contre le décret moratoire de décembre 2010 a généré un afflux important d'assignations à l'encontre d'Enedis fin 2011, qui s'est poursuivi en 2012, 2013, 2014 et 2015. Depuis mars 2016, la prescription des actions indemnitaires liées au moratoire photovoltaïque est acquise. Ces recours sont principalement initiés par des producteurs qui ont été conduits à abandonner leurs projets, les conditions d'exploitation étant moins favorables que précédemment selon les nouveaux tarifs de rachat de l'électricité. Ces producteurs considèrent que cette situation est imputable à Enedis, au motif qu'Enedis n'aurait pas émis les propositions techniques et financières relatives au raccordement dans un délai qui leur aurait permis de bénéficier des conditions de rachat de l'électricité plus avantageuses. Les jugements rendus en première instance comme en Cour d'Appel sont divergents dans les attendus et les conclusions, certains déboutant le plaignant de l'ensemble de ses demandes, d'autres accordant au plaignant des indemnités globalement limitées en comparaison des demandes initiales.

2. FACTEURS DE RISQUES ET CADRE DE MAÎTRISE

Procédures judiciaires et arbitrages

Enedis a souhaité faire application de sa police d'assurance Responsabilité civile. Les assureurs ont opposé un refus de garantie. La Cour de Cassation a considéré dans un arrêt du 9 juin 2015 (*Green Yellow*) que la garantie des assureurs était due, en même temps qu'elle a reconnu la responsabilité d'Enedis. Les assureurs continuent cependant à refuser leur garantie sur les autres dossiers pendants.

En décembre 2015, la Cour d'Appel de Versailles a décidé de saisir la Cour de Justice de l'Union européenne (CJUE) d'une question préjudicielle sur la conformité des arrêtés tarifaires de 2006 et 2010 au droit européen des aides d'État.

La CJUE a rejeté cette question préjudicielle pour des motifs de forme. Le 20 septembre 2016, la Cour d'Appel de Versailles a de nouveau posé à la CJUE une question préjudicielle relative à la conformité des arrêtés tarifaires de 2006 et 2010 au droit européen des aides d'État et décidé de surseoir à statuer. Depuis cette décision, le sursis à statuer dans l'attente de la réponse de la CJUE est demandé par Enedis ou l'assureur. De nombreux tribunaux et cours d'appel y répondent favorablement.

Par ordonnance du 15 mars 2017, la CJUE a confirmé que les arrêtés des 10 juillet 2006 et 12 janvier 2010 fixant les tarifs d'achat d'électricité d'origine photovoltaïque constituent une « *intervention de l'État ou aux moyens de ressources d'État* », l'un des quatre critères permettant de qualifier une aide d'État. Elle rappelle qu'une telle mesure d'aide mise à exécution sans avoir été préalablement notifiée à la Commission est illégale. Il revient désormais aux juridictions nationales d'en tirer toutes les conséquences, en particulier en écartant l'application de ces arrêtés illégaux.

Les tribunaux de commerce et Cours d'Appel sont appelés à se prononcer dans les prochains mois.

ENGIE

Le 23 décembre 2016, la société ENGIE a assigné Enedis devant le Tribunal de commerce de Paris au sujet de la rémunération des fournisseurs au titre des coûts de gestion des clients en contrat unique (voir section 1.4.2.1.4 « Les contrats de fourniture d'électricité »). La procédure est en cours.

Quadlogic Corporation Controls

Enedis a reçu le 24 février 2016 une assignation devant le TGI Paris de la société américaine Quadlogic Corporation Controls (« QCC ») portant sur une potentielle contrefaçon d'un brevet européen dont QCC est titulaire. Enedis conteste formellement tant l'activité inventive de QCC que la supposée contrefaçon. En novembre 2017, le TGI de Paris a rendu une décision favorable à Enedis et annulé pour la France, le brevet européen de QCC.

TURPE 5

Le 2 février 2017, Enedis a déposé devant le Conseil d'État une requête en annulation à l'encontre des délibérations de la CRE relatives au TURPE 5 Distribution adoptées le 17 novembre 2016 et le 19 janvier 2017 et publiées au Journal officiel du 28 janvier 2017. Ce contentieux porte sur le niveau de rémunération du gestionnaire du réseau, sur la méthode tarifaire, sur la structure du tarif ainsi que sur la régulation incitative mise en place.

Le 3 février 2017, EDF, en sa qualité d'actionnaire d'Enedis, a également déposé devant le Conseil d'État une requête en annulation à l'encontre des mêmes délibérations de la CRE. Par la suite (10 mars 2017), le ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer a lui aussi présenté une requête en annulation, ainsi que la CFE-CGC Énergie (avril 2017). Ces recours ont donné lieu à des mémoires en défense de la CRE (juillet et octobre 2017) ainsi qu'à un mémoire en intervention de l'association UFC – Que Choisir (août 2017).

Par un arrêt du 9 mars 2018, le Conseil d'État a annulé les délibérations TURPE 5, en tant qu'elles n'ont pas fait application pour la détermination du coût du capital investi du "taux sans risque" aux actifs correspondant, d'une part, aux ouvrages ayant donné lieu à des affectations de provisions pour renouvellement constituées lors de la période tarifaire couverte par les tarifs dits "TURPE 2" (pour leur fraction non encore amortie), et d'autre part, aux ouvrages remis par les autorités concédantes au gestionnaire de réseau au cours de cette même période tarifaire (pour cette même fraction). Cette annulation ne prend effet qu'à compter du 1er août 2018. La CRE devra reprendre une délibération TURPE prenant effet à cette date.

EDF International

Litiges en matière fiscale

Les contrôles fiscaux d'EDF International sur les exercices 2009 à 2014 se sont traduits par la remise en cause de la valorisation des obligations convertibles en actions mises en place dans le cadre du refinancement de l'acquisition de British Energy pour un enjeu total d'environ 345 millions d'euros. EDF International a contesté ce chef de redressements à l'encontre duquel elle estime ses chances de succès probables en contentieux.

Arbitrage EDEMSA

EDF International avait initié un arbitrage CIRDI en 2003 contre l'État argentin pour inexécution contractuelle des engagements pris dans le cadre du contrat de concession de la distribution d'électricité dans la province de Mendoza. Une sentence arbitrale a été rendue en faveur d'EDF International par le tribunal arbitral le 11 juin 2012. L'État argentin a fait un recours en annulation de la sentence arbitrale devant le Comité *ad hoc* du CIRDI en 2012. Le 5 février 2016, le Comité *ad hoc* du CIRDI a confirmé la sentence arbitrale en faveur d'EDF International.

Le 5 décembre 2017, EDF International a signé un protocole transactionnel avec les autorités argentines à propos du paiement des dommages et intérêts qui lui avaient été accordés par la sentence arbitrale du 11 juin 2012. Ce paiement a été réalisé sous la forme de bons du trésor argentin, qu'EDF International a vendu le 12 décembre 2017.

EDF Énergies Nouvelles

Silpro

La société Silpro (Silicium de Provence) a été liquidée judiciairement le 4 août 2009. Le groupe EDF ENR détenait une participation minoritaire de 30 % dans cette société aux côtés du principal actionnaire, la société allemande Sol Holding. Le 30 mai 2011, le liquidateur a assigné les actionnaires et les dirigeants de Silpro, de façon solidaire, en comblement de l'insuffisance d'actifs résultant de la liquidation de Silpro, qui s'élève à 101 millions d'euros.

Par jugement en date du 17 décembre 2013, le Tribunal de commerce de Manosque a condamné, sans solidarité, le groupe EDF ENR à contribuer à l'insuffisance d'actif de Silpro à hauteur de 120 000 euros et la société Sol Holding à hauteur de 200 000 euros. Le groupe EDF ENR a fait appel de cette décision. La Cour d'Appel d'Aix-en-Provence par décision en date du 19 mars 2015 a infirmé ce jugement et débouté le liquidateur de l'ensemble de ses demandes.

Le liquidateur a formé un pourvoi devant la Cour de cassation pour contester la décision d'appel du 19 mars 2015.

La Cour de cassation, par un arrêt du 20 avril 2017 a cassé la partie de la décision de la Cour d'Appel infirmant le jugement condamnant la société Sol Holding à payer au liquidateur la somme de 200 000 euros au titre de l'insuffisance d'actif. Le litige est désormais clos.

SOCODEI

Le Centre de traitement et de conditionnement de déchets de faible activité (Centrac), exploité par SOCODEI, filiale à 100 % d'EDF, a pour objet le traitement de déchets faiblement radioactifs soit par fusion, soit par incinération. Le 12 septembre 2011, une explosion d'un four servant à fondre les déchets a causé un incendie qui a fait un mort et quatre blessés. L'accident n'a occasionné aucun rejet chimique ou radioactif. L'ASN a classé cet accident au niveau 1 sur l'échelle internationale des événements nucléaires INES et a décidé, le 27 septembre 2011, de soumettre à autorisation préalable le redémarrage des fours de fusion et d'incinération arrêtés peu après l'accident. L'ASN a autorisé le 29 juin 2012 SOCODEI à procéder au redémarrage du four d'incinération sous réserve de la transmission préalable à l'ASN du bilan complet des opérations de vérification portant sur l'état conforme des équipements nécessaires à la sûreté du four. À la suite de l'accident, plusieurs enquêtes ont été ouvertes. Le 16 septembre 2011, le parquet de Nîmes a ouvert une information judiciaire contre X pour homicide et blessures involontaires, et l'instruction est en cours. Les résultats des enquêtes de l'Inspection du travail et de l'ASN ont été transmis au Parquet, et un expert judiciaire a été nommé. Les opérations d'expertise judiciaire terminées, le juge d'instruction a autorisé la levée des scellés du four de fusion, ce qui a permis un démarrage des travaux de remise en état.

Faisant suite à sa décision du 14 janvier 2014 par laquelle elle avait fixé de nouvelles prescriptions techniques préalables indispensables à la reprise des

activités, l'ASN a autorisé le redémarrage du four de fusion par décision du 2 avril 2015. À l'issue d'une convocation de son représentant devant le juge d'instruction le 16 septembre 2015, SOCODEI a été mise en examen pour homicide involontaire. Le parquet de Nîmes a dressé le 13 juillet 2016 un réquisitoire demandant le renvoi de SOCODEI devant le Tribunal correctionnel de Nîmes. Une première audience a été fixée le 17 novembre puis reportée au 23 février dernier. À l'issue de l'audience, le Parquet a requis contre SOCODEI une peine d'amende de 300 000 euros pour homicide et blessures involontaires. Le jugement a été mis en délibéré au 16 mars prochain.

Edison

Assignation par ACEA SpA concernant la participation d'Edison dans Edipower

En mai 2006, ACEA SpA (ACEA), régie de Rome, avait adressé une plainte au gouvernement italien ainsi qu'aux autorités italiennes de la régulation (AEEG) et de la concurrence (AGCM) au motif que la prise de contrôle conjointe d'Edison par EDF et A2A SA (anciennement AEM SpA) aurait eu pour conséquence le franchissement de la limite de 30 % d'entreprises publiques au capital de la société Edipower (limite fixée par le décret du Président du Conseil des ministres italien en date du 8 novembre 2000 définissant les règles applicables à la privatisation des sociétés (appelées « Gencos ») alors détenues par Enel SpA).

Le 7 juillet 2006, l'AGCM avait rendu un avis (*segnalazione*) dans lequel elle soutenait la position d'ACEA et demandait officiellement au gouvernement et au parlement italiens que des mesures soient prises afin de faire respecter les termes du décret du 8 novembre 2000.

En août 2006, EDF, IEB et WGRMH Holding 4 (ainsi qu'Edison, A2A SA, Delmi, Edipower, AEM Turin, Atel et TdE) ont été assignées par ACEA devant le Tribunal civil de Rome.

Selon ACEA, le dépassement de ce seuil serait une violation de la législation applicable et constituerait un acte de concurrence déloyale, qui pourrait avoir un impact négatif sur le marché de l'énergie au détriment de la concurrence et de l'intérêt final des consommateurs.

ACEA demandait donc au Tribunal de constater la nature déloyale du comportement d'EDF et d'A2A SA, d'obliger EDF et A2A SA à céder leurs participations de manière à descendre sous le seuil de 30 % et de leur interdire de prélever et d'utiliser l'énergie pour la part qui excède les 30 %, et enfin de l'indemniser de son préjudice qu'elle ne pouvait pas encore évaluer précisément, son estimation devant faire l'objet d'une instance séparée.

ACEA a, d'autre part, indiqué qu'elle demanderait au Tribunal de prendre des mesures conservatoires afin de préserver ses intérêts dans l'attente du jugement sur le fond. En janvier 2007, Endesa Italia s'est jointe à la plainte d'ACEA.

Le juge a par ailleurs rejeté à cette occasion l'ajout au dossier d'une note d'ACEA (pièce nouvelle), qui estimait à 800 millions d'euros le préjudice qu'elle aurait subi.

Endesa Italia, devenue E.ON Italia, et EDF ont signé en décembre 2010 un accord de désistement par lequel E.ON Italia s'engage à renoncer à l'instance ainsi qu'à toute autre demande à l'encontre d'EDF en relation avec la prise de participation indirecte d'EDF dans Edipower. Le juge a pris acte de cet accord dans une ordonnance rendue le 19 mai 2011.

Le 19 septembre 2013, le Tribunal civil de Rome a rendu un jugement favorable à EDF, rejetant toutes les demandes d'ACEA. Le Tribunal exclut toute responsabilité concurrentielle ou délictuelle d'EDF, puisque tous les actes accomplis par EDF ont été préalablement autorisés par les organes de contrôle compétents et qu'aucune violation de norme ne peut lui être reprochée. ACEA a interjeté appel le 23 septembre 2014.

Au cours d'une première audience devant la Cour d'Appel de Rome le 15 juin 2015, l'audience de procédure a été renvoyée au 21 mars 2016. Lors de cette dernière, le juge a fixé au 20 mai et 9 juin les dates limites pour le dépôt des mémoires. L'arrêt de la Cour, rendu le 17 octobre 2016 et communiqué aux parties le 15 décembre 2016, a rejeté l'intégralité des demandes d'ACEA qu'elle a condamné au paiement des frais de procédure. La décision a été notifiée, faisant courir le délai de pourvoi en cassation de 60 jours jusqu'au 20 février 2017. Ce délai étant échu, le jugement favorable à EDF est définitif.

Procédure relative à la vente d'Ausimont (Bussi)

À l'issue d'une enquête préliminaire ouverte par le procureur de la République de Pescara (région des Abruzzes) sur une hypothèse de pollution de l'eau et de désastre

écologique concernant le bassin du fleuve Aterno, à Bussi sul Tirino, où se trouve depuis plus d'un siècle un complexe industriel appartenant à Ausimont SpA, cédé en 2002 à Solvay Solexis SpA, le Procureur a notifié à certains ex-administrateurs et dirigeants de Solvay Solexis et Edison une ordonnance de renvoi pour des faits d'empoisonnement des eaux, désastre écologique et fraude aux dépens de l'acquéreur du site Solvay Solexis.

Les poursuites contre Montedison, devenue Edison, pour délit de fraude ont été classées sans suite le 15 décembre 2009. La procédure relative au désastre environnemental et à l'empoisonnement de l'eau ou de substances alimentaires se poursuit et a fait, le 18 avril 2013, l'objet d'un renvoi, par le juge compétent, des anciens dirigeants de Montedison devant la Cour d'assises de Chieti. Par décision du 7 février 2014 de la Cour d'assises, Edison a été mis hors de cause, elle n'est donc plus partie à l'instance pénale. Par décision du 19 décembre 2014, cette même Cour a acquitté tous les accusés. Le procureur a saisi la Cour de Cassation qui a jugé le pourvoi irrecevable par décision du 18 mars 2016 et a renvoyé la procédure devant la Cour d'Assises d'Appel de l'Aquila. La décision, rendue en février 2017 par la cour d'Assise d'Appel, a fait l'objet d'un pourvoi en Cassation. La prochaine audience se tiendra le 13 mars 2018.

Dans ce contexte, une portion de terrain adjacente au complexe industriel, propriété d'Edison, sur laquelle a été retrouvée une importante quantité de déchets industriels, a été mise sous séquestre, et le Président du Conseil des ministres a nommé le 4 octobre 2007 un Commissaire spécial délégué pour la réalisation des interventions urgentes : identification, mise en sécurité et remise en état du terrain. Le Commissaire a intimé à Edison la mise en place d'un plan de caractérisation de la zone, la mise en sécurité d'urgence et la présentation d'un projet de remise en état du sol et de la nappe phréatique. Edison, qui n'a jamais exercé d'activité sur ce site, a déposé, en juin 2008 un recours devant le Tribunal administratif régional. Le Tribunal administratif régional a rejeté ce recours en mars 2011, et Edison a formé un recours contre ce jugement devant le Conseil d'État.

À la suite de l'audience du 15 janvier 2015, ce dernier, par décision du 5 mars 2015, a définitivement annulé l'acte du Commissaire spécial délégué.

Procédure du procureur de la République d'Alessandria

Le procureur de la République d'Alessandria (Italie) a adressé en 2009 à certains dirigeants et anciens administrateurs d'Ausimont SpA (aujourd'hui Solvay Solexis SpA, société cédée par Montedison au groupe Solvay en 2002) l'avis de conclusion des enquêtes concernant les hypothèses d'empoisonnement des eaux de la source se trouvant sous le site industriel de Spinetta Marengo et des eaux de sources environnantes et l'absence de remise en état du site. L'enquête a été clôturée le 16 janvier 2012.

Le juge compétent a décidé, le 16 janvier 2012, le renvoi devant la Cour d'assises d'Alessandria de certains ex-dirigeants de Montedison pour des comportements pouvant être constitutifs de délits environnementaux et en matière de sécurité publique. Le procès devant la Cour d'assises a commencé le 17 octobre 2012.

À l'issue du procès devant la Cour d'assises d'Alessandria le 18 décembre 2015, les ex-dirigeants d'Ausimont et Montedison ont été acquittés des charges d'empoisonnement des eaux. Par conséquent, aucune responsabilité civile n'a été retenue à l'encontre d'Edison. L'arrêt a été publié le 6 juin 2016 et a fait l'objet d'un appel devant la Cour d'Assises d'Appel de Turin. Les audiences devant la Cour ont débuté en février 2018. La sentence est attendue au cours du premier semestre 2018.

Par ailleurs, une décision administrative a ordonné à Solvay Solexis de remettre en état le site de Spinetta Marengo. Edison est intervenue volontairement dans la procédure afin de défendre ses intérêts à la suite du recours déposé par Solvay Solexis, qui demande l'annulation de cette décision administrative, en particulier en ce qu'elle n'impose pas d'obligations à Edison concernant la remise en état du site (cette obligation étant imposée à Solvay Solexis uniquement). La procédure suit son cours.

Carlo Tassara

La société Carlo Tassara, principal actionnaire minoritaire d'Edison, a engagé une procédure le 12 juillet 2012 devant le tribunal administratif régional du Latium (Rome) demandant au fond une augmentation du prix de l'offre publique obligatoire lancée par la filiale d'EDF Transalpina di Energia (TdE), à la suite de la prise de contrôle d'Edison le 24 mai 2012. Les parties contre lesquelles le demandeur a engagé cette procédure sont la CONSOB, autorité italienne des marchés financiers, EDF ainsi que ses filiales italiennes (MNTC, WGRM4 et TdE), Edison, Delmi et A2A.

2. FACTEURS DE RISQUES ET CADRE DE MAÎTRISE

Assurances

En parallèle, le demandeur a adressé à la CONSOB en mai 2012 une demande d'augmentation du prix de l'offre publique obligatoire sur la base d'arguments quasiment identiques à ceux présentés dans le cadre de la procédure au fond devant le tribunal administratif. La CONSOB a rejeté cette demande le 25 juillet 2012. Le demandeur n'a pas fait appel de cette décision.

En mars 2015, le demandeur a également engagé devant le Tribunal de Milan une action civile en dommages-intérêts contre EDF, A2A et Edison sur la base d'une argumentation factuelle similaire à celle développée dans le cadre de la procédure administrative. L'assignation a été notifiée à EDF le 27 mars 2015.

En l'espèce, le demandeur prétend que les négociations entre EDF et A2A ayant conduit à la prise de contrôle d'Edison et d'Edipower n'auraient pas été menées en adéquation avec le principe de bonne gestion d'Edison et auraient été contraires aux intérêts de ses actionnaires minoritaires. Le demandeur se serait trouvé contraint de vendre ses actions dans le cadre de l'OPA obligatoire qui a suivi la prise de contrôle d'Edison sous peine de perdre la liquidité de sa participation à hauteur d'environ 10 % du capital social d'Edison. Pour mémoire, le prix de l'offre était de 0,89 centime par action ordinaire. Le demandeur invoque un préjudice résultant de la dévaluation des titres Edison inscrit dans son bilan au 31 décembre 2011 de l'ordre de 294 millions d'euros. Malgré cela, il ne quantifie pas sa demande de dommages-intérêts et réclame la désignation d'un expert judiciaire afin de procéder à l'évaluation exacte de son préjudice.

Une audience de procédure devant le tribunal civil de Milan s'est tenue le 26 janvier 2016. Le juge a fixé au 29 mars et 18 avril les dates limites pour le dépôt des mémoires en réponse. Par décision du 5 mai 2016, déposée et communiquée aux parties le 2 novembre 2016, le tribunal a rejeté les exceptions de procédure et fins de non-recevoir soulevées à l'encontre du demandeur et a fixé la date de la première audience d'instruction au 20 décembre 2016. Cette audience a fixé le calendrier de dépôt des mémoires par les parties. La prochaine audience se tiendra le 10 avril 2018.

Actions engagées par des salariés en raison de leur exposition à l'amiante ou à d'autres substances chimiques nocives

Au cours de ces dernières années, Edison a dû faire face à une augmentation significative du nombre de demandes visant à l'octroi de dommages et intérêts en

raison de la mort ou de la maladie de salariés qui auraient été la conséquence de leur exposition à plusieurs formes d'amiante dans différentes usines appartenant à Montedison, ou en raison d'autres procédures judiciaires reprises par Edison à la suite d'opérations d'acquisition de sociétés.

Par ailleurs, Edison est partie à plusieurs procédures pénales initiées par des anciens salariés de sociétés du groupe Edison ou leurs ayants droit, en raison de leur exposition à des substances chimiques nocives émises par les installations Montedison (transférées depuis à Enimont, devenue Enichem, filiale de ENI).

Litiges en matière environnementale

Edison est partie à plusieurs procédures pénales en cours concernant des dommages causés par le fonctionnement d'usines chimiques de Montedison (établissements pétrochimiques de Porto Marghera, Crotona, Mantua et Cesano Maderno) avant leur cession à Enimont. Les procédures pénales incluent également des actions engagées par des tiers fondées sur des atteintes corporelles liées aux dommages environnementaux allégués.

2.4.3 LITIGES POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE DE L'EXERCICE 2017

Recours contre la décision de la Commission européenne autorisant le rachat de Framatome par EDF

Le 3 février 2018, la société Teollisuuden Voima (TVO) a déposé devant le Tribunal de l'Union Européenne un recours en annulation à l'encontre de la décision de la Commission européenne du 29 mai 2017, autorisant le rachat par EDF de Framatome au titre du contrôle des concentrations. L'avis de recours, dans lequel devraient figurer les moyens et principaux arguments soulevés par TVO, dont EDF ne connaît pas la teneur, n'a pas encore été publié au Journal Officiel de l'Union Européenne.

2.5 ASSURANCES

Pour assurer la protection du patrimoine et limiter les conséquences de certains événements sur sa situation financière, le groupe EDF s'est doté de programmes d'assurances dédiés à la couverture de ses principaux risques en matière de dommages aux biens, de responsabilité civile et d'assurances de personnes, étant précisé que les risques nucléaires font l'objet d'un régime de responsabilité civile dérogatoire décrit ci-dessous.

2.5.1 ORGANISATION ET POLITIQUE ASSURANCES

La Division Assurances Groupe est responsable, dans le respect notamment de l'indépendance de gestion des gestionnaires d'infrastructures régulées, de l'élaboration de la Politique Assurances du groupe EDF et de l'organisation de sa mise en œuvre dans l'ensemble du Groupe, afin d'optimiser continuellement le coût global de ses risques assurables⁽¹⁾.

Ses missions sont :

- d'analyser en continu la couverture des risques du groupe EDF en liaison avec la Direction des Risques Groupe : approche par métiers, par entités, par projets ;
- d'établir les règles qui permettent, sur l'ensemble du périmètre du Groupe, de couvrir tous les risques qui doivent et peuvent l'être, ainsi que d'en optimiser le coût global et d'en maîtriser la volatilité ;
- de veiller à la promotion et à la mise en œuvre de ces règles sur l'ensemble des entités du Groupe, par les moyens appropriés, et dans le respect des règles de gouvernance ; et

- de développer et piloter les outils nécessaires pour accomplir les missions ci-dessus, y compris les filiales dont la Division Assurances est la Direction de rattachement : EDF Assurances et les sociétés captives d'assurance du Groupe (voir section 2.5.2 « Recours aux captives et aux mutuelles d'assurance »).

Les Responsables Assurances des entités et des filiales contrôlées adhérant aux programmes Groupe veillent à :

- s'assurer de l'exhaustivité des risques assurés ;
- formaliser les visites de prévention et le suivi des recommandations en découlant ;
- revoir les stratégies de couverture et les montants déclarés (quantification des risques) ;
- analyser la sinistralité et participer à la gestion des sinistres.

Ce travail, mené en étroite collaboration avec la Division Assurances Groupe, permet d'améliorer en continu la qualité des informations sur les risques assurables au rythme des renouvellements des programmes et des visites de prévention (évaluation des sinistres maxima possibles, « SMP »). Dans le cadre des actions de prévention, la Division Assurances définit les programmes des visites de sites et suit leur réalisation.

La Politique Assurances du Groupe, actualisée en 2016, a été validée par le Comex en janvier 2017. Sa mise en œuvre est présentée annuellement au Comité d'audit d'EDF.

(1) Risques transférables aux marchés de l'assurance et aux marchés alternatifs.

La finalité

La Politique Assurances précise les risques que le Groupe décide de transférer au marché et les principes généraux d'optimisation de ces transferts : massification des achats grâce à la mise en place de programmes d'assurances Groupe, partage entre marchés traditionnels et autres types de couvertures (mutuelles spécialisées, transfert aux marchés financiers, etc.), franchises individuelles et Groupe (généralement, seuls les risques de grande ampleur sont transférés), optimisation des dépenses d'intermédiation.

Les modalités de mise en œuvre

Depuis 2004, un point de situation et des coûts de couverture des risques d'EDF par l'assurance ou par le transfert des risques aux marchés financiers est présenté annuellement en Comité d'audit.

Depuis 2011, un Comité d'Orientations Stratégiques Assurances (COSA), présidé actuellement par le Directeur Financement et Investissements, nourrit la réflexion entre les métiers et les financiers sur les évolutions et les modalités de mise en œuvre de la Politique Assurances, notamment les principales caractéristiques des programmes de couverture des risques assurables.

La Division Assurances réalise annuellement l'analyse de la cartographie des risques au niveau du Groupe afin d'identifier les solutions, éventuellement partielles, de couverture de ces risques. À partir de cette vision partagée, EDF est en mesure d'améliorer et, le cas échéant, d'étendre les couvertures des risques assurables en cohérence avec les principes arrêtés par le Groupe en la matière.

EDF a mis en place ses programmes d'assurance Groupe en les étendant largement aux filiales contrôlées, afin, d'une part, d'homogénéiser les couvertures de risques et d'en rationaliser la gestion et, d'autre part, de maîtriser les coûts d'assurance correspondants.

Le Code de l'énergie a progressivement amené RTE à transférer sur le marché des assurances les garanties des programmes d'assurance du groupe EDF. RTE est totalement sorti des programmes d'assurance du groupe EDF au 31 mars 2015.

Les contrats d'assurance, suivant les pratiques du marché, comprennent des exclusions, des limites et des sous-limites.

2.5.2 RECOURS AUX CAPTIVES ET AUX MUTUELLES D'ASSURANCE

Comme l'ensemble des grands groupes français et étrangers, EDF a recours à des captives et à des mutuelles qui permettent de compléter les couvertures données par les marchés traditionnels de l'assurance.

Les captives d'EDF sont les suivantes :

- Wagram Insurance Company DAC, société d'assurance créée en 2003 à Dublin, qui participe à la majorité des programmes d'assurance du Groupe ;
- Océane Re, société de réassurance créée en 2003 au Luxembourg pour réassurer le risque de responsabilité civile nucléaire d'EDF.

EDF participe, en tant que membre, à la mutuelle *Oil Insurance Limited* (OIL) pour faire face aux risques de dommages (hors réseaux aériens) sur les biens propres ou en concession du Groupe (EDF et ses filiales consolidées). OIL est une mutuelle d'assurance dédiée aux besoins des entreprises du secteur de l'énergie, qui offre à ses membres une couverture des dommages matériels. Le périmètre couvert comprend notamment les centrales nucléaires (partie conventionnelle), les centrales thermiques à flamme, les ouvrages hydrauliques, les postes de transformation des réseaux, ainsi que les actifs d'exploration et production.

Les programmes d'assurances dommages du Groupe combinent cette couverture apportée par OIL et des couvertures apportées par des assureurs du marché.

EDF participe également à ELINI (*European Liability Insurance for the Nuclear Industry*), EMANI (*European Mutual Association for Nuclear Insurance*), NIRA (*Nuclear Industry Reinsurance Association*) et Blue Re, mutuelles d'exploitants nucléaires européens qui gèrent des couvertures dans ce domaine.

Les captives et les mutuelles permettent à EDF de diminuer le coût de ses programmes d'assurance et le montant des primes payées au marché de l'assurance.

2.5.3 ASSURANCES RESPONSABILITÉ CIVILE (HORS RESPONSABILITÉ CIVILE NUCLÉAIRE)

EDF dispose d'un programme d'assurance responsabilité civile générale couvrant EDF, Enedis et leurs filiales contrôlées contre les conséquences pécuniaires de la responsabilité civile, hors dommages nucléaires, pouvant leur incomber dans le cadre de leurs activités à raison de dommages causés aux tiers. Sont notamment garantis les risques de responsabilité civile liés à l'exploitation des ouvrages (barrages hydroélectriques, centrales thermiques à flamme, postes de transformation et autres ouvrages de réseaux), les risques liés au développement des activités du Groupe dans les énergies renouvelables (éolien, photovoltaïque, etc.), ainsi que les risques liés aux atteintes à l'environnement (rejet de substance solide, liquide ou gazeuse).

Ces garanties sont achetées dans la limite des capacités disponibles à des conditions économiques acceptables sur les marchés de l'assurance et de la réassurance. Le plafond maximal de couverture est de 1 milliard d'euros. Pour ce programme, la part de risque conservée par le Groupe sur un sinistre (« rétention »), y compris la participation de Wagram Insurance Company DAC., n'excède pas 5 millions d'euros par sinistre, les filiales disposant généralement de franchises réduites plus adaptées à leurs capacités financières.

2.5.4 ASSURANCE RESPONSABILITÉ CIVILE DES MANDATAIRES SOCIAUX

EDF dispose d'un programme d'assurance responsabilité civile des mandataires sociaux couvrant les dirigeants et mandataires sociaux d'EDF, d'Enedis et de leurs filiales contrôlées contre les conséquences pécuniaires de leur responsabilité civile dans le cadre de leurs fonctions de dirigeants.

2.5.5 ASSURANCE DOMMAGES (HORS BIENS NUCLÉAIRES)

2.5.5.1 Programme dommages conventionnels

Le périmètre du programme dommages conventionnels comprend la quasi-totalité des filiales d'EDF et notamment, Enedis, EDF Energy, Edison et Dalkia.

Wagram Insurance Company DAC, captive d'assurance du Groupe, ainsi que des assureurs et réassureurs apportent, en complément des couvertures OIL, des extensions de couverture de dommages aux biens et de perte d'exploitation permettant de porter la limite maximale à 1 milliard d'euros.

Pour ce programme dommages conventionnels, la rétention du Groupe sur un sinistre, comprenant la franchise (variable selon les filiales) et la part de risque conservée par Wagram Insurance Company DAC, n'excède pas 15 millions d'euros.

Ce programme comprend, pour la plupart des filiales, une couverture des pertes d'exploitation en cas de dommage matériel, contrairement à EDF qui ne dispose pas de cette garantie. Les actions et mesures mises en œuvre pour prévenir les risques industriels et environnementaux et en limiter les effets sont décrites à la section 2.2.2 « La gestion et le contrôle des risques ».

RTE a souscrit un programme dommages conventionnels spécifique pour ses propres biens.

2.5.5.2 Couverture des risques « construction »

EDF met en place des polices visant à couvrir les risques spécifiques à l'occasion des chantiers (polices Tous Risques Chantier et Tous Risques Montage Essai). Ces polices ne font pas partie d'un programme Groupe mais sont souscrites au cas par cas pour les chantiers importants, tel que l'EPR de Flamanville et Hinkley Point C, la construction de centrales à cycles combinés, de barrages, etc.

Ces couvertures font l'objet de suivis spécifiques et sont renégociées en cas d'aléas sur les chantiers.

2.5.5.3 Couverture tempêtes

Dans le cadre du renouvellement de la couverture d'assurance tempêtes, Enedis a signé avec Swiss Re, le 27 juin 2016, un contrat d'assurance paramétrique du réseau aérien de distribution contre les conséquences de tempêtes de forte intensité.

D'une durée de cinq ans et d'une capacité totale de couverture de 275 millions d'euros, ce contrat innovant de couverture d'assurance déclenche, en cas de sinistre, une indemnisation paramétrique fonction d'un indice composite lié aux vitesses de vent relevées aux stations de Météo-France pondérées par la vulnérabilité du réseau de distribution dans chaque région du périmètre de concession d'Enedis.

2.5.5.4 Couverture Cyber risk

Depuis le 1^{er} juillet 2017, une couverture Cyber risk a été mise en place. Il s'agit d'une police de 100 millions d'euros sur deux ans qui couvre toutes les entités d'EDF SA et les filiales du Groupe.

Sa finalité est de couvrir les frais nécessaires aux traitements des désordres majeurs occasionnés par une cyber-attaque contre nos systèmes d'information.

2.5.6 ASSURANCE SPÉCIFIQUE AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITANT D'INSTALLATIONS NUCLÉAIRES

2.5.6.1 Responsabilité civile d'exploitant nucléaire

En France, les polices d'assurance souscrites par EDF sont conformes aux lois n° 68-943 du 30 octobre 1968, n° 90-488 du 16 juin 1990 et n° 2006-686 du 13 juin 2006 (dite TSN), désormais codifiées dans le Code de l'environnement et qui ont traduit les obligations, en termes de responsabilité civile des exploitants nucléaires, résultant de la Convention de Paris (voir section 1.5.6.2.2 « Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base »).

La loi sur la transition énergétique pour la croissance verte (LTE), promulguée le 17 août 2015, a par la suite modifié les dispositions des articles L. 597-28 et L. 597-32 du Code de l'environnement et en particulier les limites de la responsabilité civile des exploitants nucléaires qui ont été portées, depuis le 18 février 2016, à 700 millions d'euros pour les installations nucléaires (70 millions d'euros pour les installations à risques réduits) et à 80 millions d'euros pour les risques en cours de transport.

Afin de se mettre en conformité avec les nouveaux plafonds légaux, EDF a publié un avis de marché le 10 août 2015 sous l'intitulé « Programme d'assurance Responsabilité Civile Nucléaire (RCN) d'EDF SA » pour l'obtention et la mise en place des garanties d'assurance de responsabilité civile nucléaire et de gestion de sinistres adaptées.

La couverture assurantielle obtenue à l'issue de cet appel d'offres permet au Groupe de répondre aux nouvelles obligations tout en maîtrisant leur impact financier. Elle est ainsi répartie entre le marché de l'assurance nucléaire (AXA, réassurée par Assuratome, pool nucléaire français), les captives du Groupe et la mutuelle nucléaire ELINI.

Cette couverture a pris effet au 18 février 2016 pour une période de trois ans. Compte tenu de l'évolution probable des obligations pesant sur l'exploitant en cours de période (notamment l'entrée en vigueur des Protocoles modificatifs des Conventions de Paris et de Bruxelles (voir section 1.5.6.2.2 « Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base »), des clauses permettant une sortie du contrat y ont été intégrées.

La gestion de sinistres a quant à elle été confiée à la mutuelle ELINI, pour son système informatique de traitement des réclamations, et à la société EQUAD qui dispose des moyens humains et du réseau nécessaires.

Au Royaume-Uni, où EDF Energy exploite des centrales nucléaires, le régime de la responsabilité civile nucléaire de l'exploitant est comparable au régime français. Le Parlement a approuvé le 4 mai 2016 le « *Nuclear Installations Order* » (ordonnance de transposition des Protocoles modificatifs susvisés de février 2004), qui apporte sensiblement les mêmes modifications que la loi TSN française en 2006 mais qui, pour l'essentiel, n'entrera en vigueur qu'avec les Protocoles.

Ce texte prévoit que les obligations des opérateurs britanniques seront portées de 140 millions de livres sterling (limite actuelle) à l'équivalent de 700 millions d'euros et qu'elles augmenteront progressivement sur une période de cinq années, jusqu'à un plafond de 1,2 milliard d'euros.

Actuellement EDF Energy est assurée par ELINI et Wagram Insurance Company DAC. La société captive de réassurance Océane Re participe à ce risque en vertu du contrat de réassurance qu'elle émet au profit de Wagram Insurance Company DAC.

Pour plus d'informations sur la réglementation en matière de responsabilité civile d'exploitant nucléaire, voir la section 1.5.6.2.2 « Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base ».

2.5.6.2 Responsabilité civile transport nucléaire

La responsabilité civile en matière de transports de substances nucléaires, conformément à la Convention de Paris, est portée par l'exploitant « expéditeur » (sauf dispositions contractuelles contraires). Depuis le 18 février 2016, le plafond de responsabilité a été porté à 80 millions d'euros avec un périmètre de dommages inchangé (pour plus de détails voir la section 2.5.6.1 « Responsabilité civile d'exploitant nucléaire » et la section 1.5.6.2.2 « Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base »), puis sera étendu à un périmètre de dommages indemnisables plus large lors de la mise en application de la Convention de Paris révisée. Cette responsabilité est désormais assurée par la police responsabilité civile de l'exploitant nucléaire susvisée.

2.5.6.3 Dommages aux installations nucléaires

En complément des couvertures découlant de la participation d'EDF à la mutuelle OIL, les dommages matériels (y compris à la suite d'un accident nucléaire) affectant les installations nucléaires d'EDF en France et d'EDF Energy au Royaume-Uni ainsi que les frais de décontamination nucléaire sont couverts par un programme d'assurance commun faisant principalement appel au *pool* anglais NRI, à Axa et Allianz (réassurés par Assuratome, le *pool* nucléaire français) et à EMANI (mutuelle nucléaire) (voir sections 2.5.2 « Recours aux captives et aux mutuelles d'assurance » et 2.5.7 « PRIMES »), pour une capacité totale de 1 760 millions d'euros au-delà d'un montant de 240 millions d'euros. Le programme Groupe couvrant les centrales françaises et britanniques a été renouvelé au 1^{er} avril 2015 pour une durée de trois ans, jusqu'au 30 mars 2018.

Par ailleurs, EDF Inc. est membre de NEIL (*Nuclear Electric Insurance Limited*) – mutuelle nucléaire située aux États-Unis, de façon à couvrir les activités de CENG (Constellation Energy Nuclear Group) aux États-Unis.

2.5.7 PRIMES

Le montant total des primes des assurances des programmes Groupe, tous types de couvertures confondus, s'élève à 199,4 millions d'euros, en 2017.

EDF considère que les polices souscrites dans le cadre de la Politique Assurances Groupe sont en adéquation avec les capacités d'offre actuelle du marché de l'assurance pour des acteurs de taille et d'activité similaires dans le monde, notamment en ce qui concerne les plafonds et les franchises de garantie. La nature, les montants assurés et les prix des couvertures d'assurances mises en place sont susceptibles d'être modifiés à tout moment en fonction des conditions de marché, et de l'appréciation du Conseil d'administration d'EDF sur les risques et sur l'adéquation de leurs couvertures.

3 INFORMATIONS ENVIRONNEMENTALES ET SOCIÉTALES – RESSOURCES HUMAINES

3.1 DÉFINIR ET METTRE EN ŒUVRE NOTRE RESPONSABILITÉ D'ENTREPRISE	144	3.5 AGIR POSITIVEMENT SUR LES TERRITOIRES ET RENFORCER LE DIALOGUE	182
3.1.1 Matrice de matérialité : prioriser les enjeux	144	3.5.1 Écoute, transparence et dialogue	182
3.1.2 Objectifs de Responsabilité d'Entreprise	148	3.5.2 Concertation avec les parties prenantes	185
3.1.3 Politique développement durable	149	3.5.3 Territoires et communautés locales : partenariat et développement économique	186
3.1.4 Éthique et conformité	149	3.5.4 Contribution à la lutte contre la précarité énergétique	187
3.1.5 Transparence fiscale	153	3.5.5 Contribution à l'accès à l'énergie dans les pays en développement	188
3.1.6 Le plan de vigilance	155	3.5.6 Santé et sécurité des consommateurs	188
3.1.7 Droits de l'homme	157	3.5.7 Achats responsables	190
3.1.8 Organisation et déploiement de l'action	157	3.5.8 Actions de formation et sensibilisation au développement durable	191
3.2 OFFRIR UNE ÉNERGIE DURABLE, SÛRE ET PERFORMANTE	160	3.5.9 Mécénat	193
3.2.1 Offres clients innovantes	160	3.6 PORTER UNE ATTENTION PARTICULIÈRE À NOS COLLABORATEURS ET RÉUSSIR NOS TRANSFORMATIONS INTERNES	194
3.2.2 Performance et compétitivité du parc nucléaire	161	3.6.1 L'excellence professionnelle, emploi et développement des compétences	194
3.2.3 Développement des énergies renouvelables	161	3.6.2 La santé et la sécurité de nos salariés et des salariés de nos prestataires, une priorité absolue	199
3.2.4 Sûreté des équipements industriels	164	3.6.3 Rémunération et protection sociale : un employeur attractif	202
3.2.5 Sécurité des infrastructures connectées (dont data responsable)	165	3.6.4 Un employeur engagé aux côtés de ses parties prenantes	204
3.2.6 Qualité et continuité du service	165	3.7 DISPOSITIF DE REPORTING ET ÉLÉMENTS MÉTHODOLOGIQUES	208
3.2.7 Gestion et sécurisation des approvisionnements stratégiques	165	3.7.1 Dispositif de reporting	208
3.3 RÉPONDRE AUX DÉFIS DU CHANGEMENT CLIMATIQUE	166	3.7.2 Éléments méthodologiques sur les données environnementales et sociales	208
3.3.1 Stratégie de décarbonation du groupe EDF	166	3.7.3 Indicateurs	211
3.3.2 Stratégie d'adaptation au changement climatique	169	3.8 NOTATION EXTRA-FINANCIÈRE	216
3.3.3 Engagement et transparence	170	Indices boursiers éthiques et évaluations des agences de notation extra-financières	216
3.4 OPTIMISER L'UTILISATION DES RESSOURCES NATURELLES ET PRÉSERVER L'ENVIRONNEMENT	171	3.9 RAPPORT D'ASSURANCE DES COMMISSAIRES AUX COMPTES	218
3.4.1 Un principe d'économie circulaire	171		
3.4.2 L'eau	171		
3.4.3 Les sols	174		
3.4.4 L'air	174		
3.4.5 Gestion de la biodiversité et protection du capital environnemental	175		
3.4.6 Les matières premières	179		
3.4.7 Les déchets radioactifs	180		
3.4.8 Les déchets conventionnels	180		

3. INFORMATIONS ENVIRONNEMENTALES ET SOCIÉTALES – RESSOURCES HUMAINES

Définir et mettre en œuvre notre responsabilité d'entreprise

Pour 2017, et dans l'attente de l'entrée en vigueur des dispositions législatives et réglementaires issues du processus de transposition en droit français de la directive européenne 2014/95/UE du 22 octobre 2014, ce chapitre comprend les informations que le groupe EDF est tenu de publier conformément aux dispositions de l'article L. 225-102-1 du Code de commerce et du décret

d'application de la loi Grenelle 2 du 24 avril 2012, qui prévoit que les entreprises présentent la manière dont elles prennent en compte les conséquences sociales et environnementales de leurs activités et leurs engagements sociétaux en faveur du développement durable.

3.1 DÉFINIR ET METTRE EN ŒUVRE NOTRE RESPONSABILITÉ D'ENTREPRISE

Les Objectifs de Responsabilité d'Entreprise (ORE) définis dans la suite de la stratégie CAP 2030 (section 3.1.2), donnent les orientations prioritaires de notre ambition dans le domaine de la Responsabilité d'Entreprise. Plusieurs politiques du Groupe définissent nos actions d'entreprise responsable, parmi lesquelles : la nouvelle Politique Développement Durable du Groupe (section 3.1.3), la Politique Achats (section 3.5.7), la Politique Éthique et Conformité (section 3.1.4), la Politique de Sécurité Nucléaire (section 3.2.4.1), complétées par une volonté de transparence fiscale (3.1.5), la préparation d'un plan de vigilance (section 3.1.6) et des engagements en matière de droits de l'homme (section 3.1.7).

Nous avons renouvelé notre analyse de matérialité dans un exercice plus ouvert et plus large afin de lui donner davantage de sens, tout en veillant à sa cohérence avec les enjeux stratégiques de l'entreprise et à sa conformité avec les exigences légales. Nous avons choisi de commencer à suivre les exigences exprimées par la TCFD pour caractériser les risques et opportunités liés au climat.

3.1.1 MATRICE DE MATÉRIALITÉ : PRIORISER LES ENJEUX

L'évolution du cadre normatif ⁽¹⁾ conduit à donner une plus grande importance aux analyses de matérialité, répondant par là même aux attentes des différentes parties prenantes : clients, investisseurs, agences de notation extra-financière, pouvoirs publics, etc. En 2014, à son initiative et de manière volontaire, le groupe EDF avait déjà publié une première analyse de matérialité. Face aux évolutions de contexte, cette analyse de matérialité vient d'être actualisée en 2017 et a permis de définir une nouvelle matrice, dont les enjeux « matériels » identifiés ont été définis et priorisés. Cette matrice contribue dès cette année à guider la démarche de *reporting* extra-financier.

3.1.1.1 Analyse de matérialité

Une analyse de matérialité consiste à définir ce qui peut avoir un impact significatif sur une entreprise, ses activités et sa capacité à créer de la valeur pour elle-même et ses parties prenantes. L'analyse doit identifier les enjeux importants et pertinents susceptibles d'avoir un impact sur la performance de l'entreprise, puis les hiérarchiser en fonction de leur impact potentiel sur l'entreprise et son environnement. Les principes méthodologiques qui régissent l'analyse de matérialité sont la norme AA1000 en matière d'implication des parties prenantes dans l'identification, la compréhension et les réponses données aux problématiques et aux préoccupations sur le développement durable, et le Standard 101 de GRI, qui guide la qualité et le contenu du *reporting*, afin de répondre aux attentes des parties prenantes.

L'analyse de 2017 a été réalisée avec l'appui d'un cabinet d'expertise, et adossée à ces standards internationaux sur la base d'études documentaires, d'entretiens et d'ateliers conduits auprès d'une centaine de personnes représentatives de la cartographie des parties prenantes du Groupe. La liste des enjeux analysés a été définie afin de couvrir l'ensemble des thématiques traduisant les risques et opportunités actuels et futurs des activités du Groupe. La matrice de matérialité n'a cependant pas vocation à recenser tous les enjeux qui ont été mis à jour durant le processus d'élaboration, mais seulement les plus « matériels », résultant des attentes les plus fortes et convergentes entre le Groupe et ses parties prenantes.

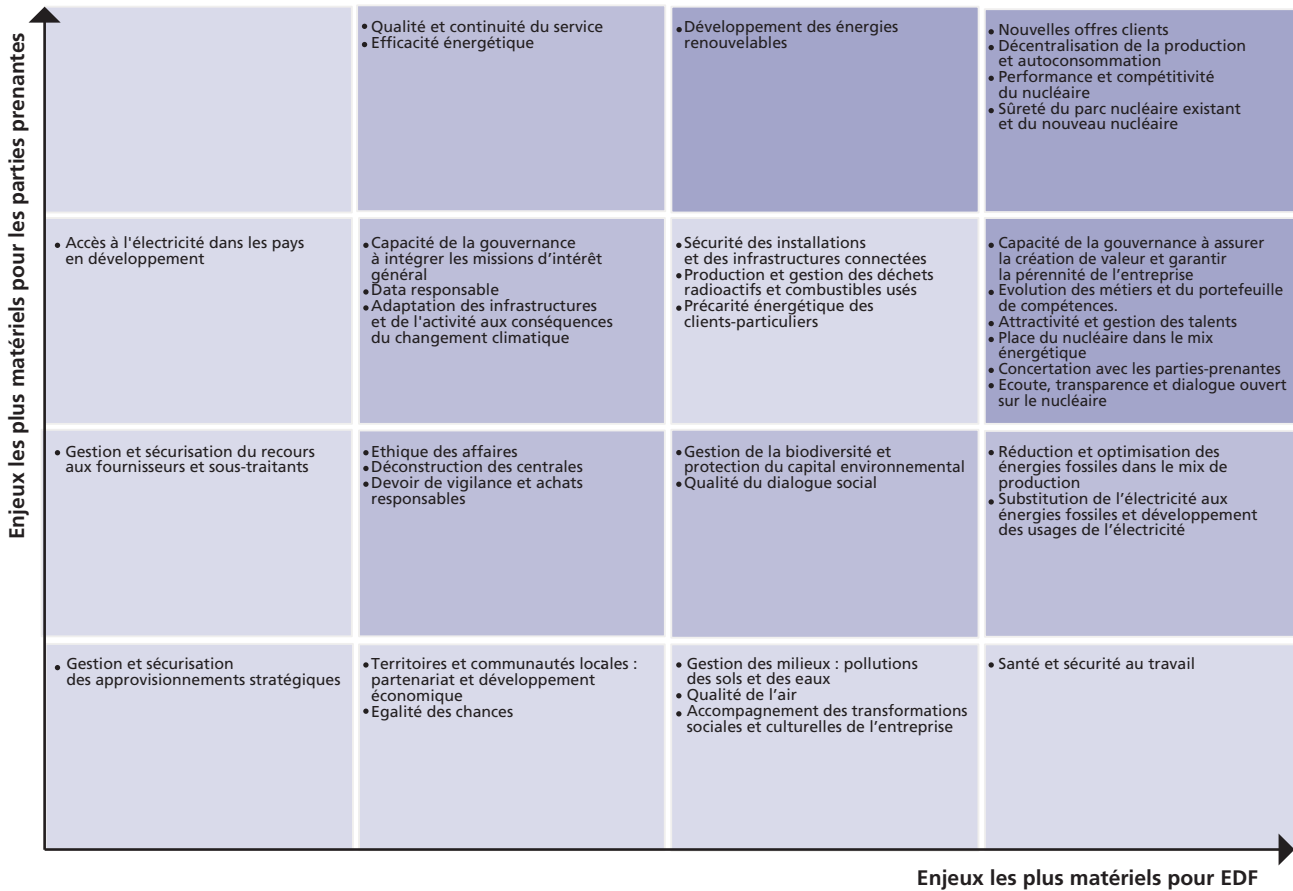
Le projet a été conduit en trois phases : identification des enjeux, priorisation des enjeux, validation des résultats. Les parties prenantes externes comptaient des personnalités qualifiées reconnues à l'échelle internationale aussi bien que des représentants des principales parties prenantes du Groupe (autorités, administrations, actionnaires, banques, clients, partenaires, sous-traitants, fournisseurs, ONG, etc.) ; à l'interne, des membres du Comex ont été associés au processus d'élaboration, ainsi que des dirigeants issus des principales directions et filiales du Groupe. La matrice a été examinée lors d'une session du panel de parties prenantes d'EDF, le Conseil Développement Durable ⁽²⁾, puis validée par le Directeur Exécutif Innovation Stratégie Programmation.

(1) Ordonnance n° 2017-1180 du 19 juillet 2017 relative à la publication d'informations non financières par certaines grandes entreprises et certains groupes d'entreprises, modifiant notamment l'article L. 225-102-1 du code de commerce ; prise en application de la Directive Européenne 2014/95/UE du 22 octobre 2014 en matière de publication d'informations non financières par certaines grandes entreprises et certains groupes, et son décret d'application n°2017-1265 du 9 août 2017.

(2) Il s'agit du Panel de parties prenantes externes d'EDF, qui contribue à challenger les problématiques du Groupe qui lui sont soumises (voir section « 3.5.1.3 Les panels de parties prenantes »).

3.1.1.2 Matrice de matérialité

Cette matrice traduit les 35 enjeux les plus matériels pour le groupe EDF et ses parties prenantes.



3.

3.1.1.3 Correspondance entre la matrice de matérialité et le document de référence

#	Enjeux	Description des enjeux
1	Gouvernance	Capacité de la gouvernance à assurer la création de valeur et garantir la pérennité de l'entreprise à long terme
2		Capacité de la gouvernance à intégrer les missions d'intérêt général
3		Ethique des affaires
4	Business models	Nouvelles offres clients
5		Décentralisation de la production et autoconsommation

3. INFORMATIONS ENVIRONNEMENTALES ET SOCIÉTALES – RESSOURCES HUMAINES

Définir et mettre en œuvre notre responsabilité d'entreprise

#		Enjeux	Description des enjeux
6		Gestion et sécurisation des approvisionnements stratégiques	Fait référence aux enjeux relatifs au risque de dépendance d'EDF vis-à-vis de ses approvisionnements stratégiques, ainsi qu'à la gestion des risques associés aux fluctuations des cours des matières premières.
7		Développement des énergies renouvelables	Fait référence au développement des filières renouvelables, notamment de l'éolien, du solaire et de la biomasse, et au maintien des capacités hydroélectriques ; fait aussi référence à la détection des ruptures technologiques et aux modalités de financement des projets d'ENR.
8		Place du nucléaire dans le mix énergétique	Fait référence à la contribution du nucléaire à une croissance décarbonée, en lien avec les conditions de sûreté, de renouvellement du parc, de maintien des compétences, de présence sur les marchés internationaux, de modularité et de compétitivité.
9	Décarbonation par la production et les usages	Réduction et optimisation des énergies fossiles dans le mix de production	Fait référence à la diminution de la part des énergies carbonées dans le mix énergétique, et à l'amélioration de l'efficacité et de la propreté des technologies fossiles existantes (modernisation du parc thermique, développement des techniques de capture et stockage du carbone, gestion des sites insulaires...).
10		Efficacité énergétique	Fait référence aux services pour maîtriser la consommation d'électricité (notamment via les solutions numériques d'efficacité énergétique) et aux mesures de sensibilisation déployées en vue de promouvoir un usage sobre de l'électricité. Cet enjeu fait également référence à l'optimisation du rendement du réseau.
11		Substitution de l'électricité aux énergies fossiles et développement des usages de l'électricité	Fait référence au recours à l'électricité en remplacement des énergies fossiles, et notamment au développement de la mobilité électrique, au développement de nouvelles infrastructures et services électriques contribuant à des villes durables, et à l'accroissement des parts de marché sur le chauffage.
12	Nucléaire	Sûreté du parc nucléaire existant et du nouveau nucléaire	Fait référence à l'ensemble des dispositifs techniques, organisationnels et humains visant à prévenir les accidents ou à en limiter les effets.
13		Performance et compétitivité du nucléaire	Fait référence aux choix stratégiques réalisés, ainsi qu'aux mesures prises en vue de garantir performance opérationnelle et compétitivité du nucléaire.
14		Écoute, transparence et dialogue ouvert sur le nucléaire	Fait référence aux actions d'information et de concertation visant à répondre aux interrogations de l'opinion publique et de certaines parties prenantes sur l'énergie nucléaire et à la qualité du dialogue sur cette thématique.
15		Gestion et sécurisation du recours aux fournisseurs et sous-traitants	Fait référence aux enjeux relatifs au risque de dépendance vis-à-vis d'un nombre limité de sous-traitants disposant de compétences clés, ainsi qu'au maintien de sa maîtrise sur l'ensemble de la chaîne de valeur.
16		Production et gestion des déchets radioactifs et combustibles usés	Fait référence aux enjeux techniques, environnementaux et financiers associés aux processus de traitement du combustible usé, à la gestion à long terme des déchets et au soutien aux filières de traitement et de recyclage.
17		Déconstruction des centrales	Fait référence aux enjeux relatifs à la responsabilité réglementaire, financière et technique de déconstruction des centrales mises à l'arrêt définitif, dans le respect de la responsabilité d'exploitant.
18	Infrastructures et continuité du service	Qualité et continuité du service	Fait référence à la capacité à assurer un approvisionnement constant d'électricité, ainsi qu'à la gestion de tous les dysfonctionnements graves pouvant entraîner des problèmes pour les clients et citoyens, en vue de garantir la continuité du service. Fait également référence à la qualité du service.
19		Adaptation des infrastructures et de l'activité aux conséquences du CC	Fait référence à l'adaptation des infrastructures aux catastrophes naturelles, aux variations climatiques (notamment l'augmentation de la température des eaux, ou à la baisse de la pluviométrie), ou à tout événement important d'ampleur difficilement prévisible.
20		Sécurité des installations et des infrastructures connectées	Fait référence à la protection des installations contre le risque d'attaques malveillantes (y compris terroristes) et notamment à la protection des systèmes d'information qui sont indispensables à la conduite de l'activité commerciale et industrielle.
21	Environnement	Gestion de la biodiversité et protection du capital environnemental	Fait référence aux pratiques mises en place visant à protéger et à valoriser la biodiversité présente sur les lieux d'activité.

#		Enjeux	Description des enjeux
22		Gestion des milieux : pollutions des sols et des eaux	Fait référence à la gestion des risques de pollution et de contamination susceptibles de causer dans les milieux terrestres et aquatiques des altérations biologiques, physiques et chimiques, et à leurs effets sur la santé.
23		Qualité de l'air	Fait référence à la gestion des émissions atmosphériques provenant des installations du Groupe (So _x , No _x , particules fines, toxines, etc.), et à leurs effets sur la santé.
24	Employeur responsable	Évolution des métiers et du portefeuille de compétences	Fait référence à la préparation et à l'accompagnement des transformations des métiers dans un contexte de transformation et de digitalisation des activités de production, distribution et commercialisation d'électricité ; fait aussi référence à la capacité de l'entreprise à pouvoir accompagner cette transition en développant de nouvelles compétences et en transformant les pratiques managériales.
25		Accompagnement des transformations sociales et culturelles de l'entreprise	Fait référence à la capacité de la direction à partager son projet et à mobiliser ses collaborateurs dans son projet de transformation ; fait également référence aux mesures organisationnelles, sociales et culturelles prises visant à accompagner les changements organisationnels ou culturels et à permettre une qualité de vie au travail favorable au bien-être des employés.
26		Santé et sécurité au travail	Fait référence à la préservation de la santé et à la sécurité des collaborateurs et des prestataires.
27		Attractivité et gestion des talents	Fait référence à la capacité d'EDF d'attirer et de fidéliser des talents dans un contexte d'évolution des attentes des jeunes diplômés.
28		Qualité du dialogue social	Fait référence au dialogue social entre représentants du personnel et directions, aussi bien au niveau de la branche que de l'entreprise ; et à leur capacité à trouver des compromis constructifs.
29		Égalité des chances	Fait référence à la prise en compte de la diversité et de l'égalité des chances, notamment pour lutter contre les discriminations vis-à-vis du genre, du handicap, de l'âge, de l'origine sociale et de la culture nationale.
30	Partenaire responsable	Data responsable	Fait référence à la protection des données du Groupe, et en particulier des données personnelles des clients et des collaborateurs de l'entreprise (limitation de la collecte des données, non-divulgaration, transparence...) dans un contexte de montée de la cybercriminalité.
31		Accès à l'électricité dans les pays en développement	Fait référence à l'offre de solutions techniques et économiques (partenariats et business model innovants) permettant d'améliorer l'accès à l'électricité dans les pays en développement.
32		Précarité énergétique des clients-particuliers	Fait référence aux dispositifs de solidarité de toute nature permettant de réduire la précarité énergétique dans les différents pays où le Groupe opère.
33		Concertation avec les parties prenantes	Fait référence à la prise en compte effective des besoins et attentes des parties prenantes du Groupe, au travers d'un dialogue nourri favorisant la définition de solutions répondant à des problématiques communes. Il s'agit notamment des dispositifs de concertation et d'implication des parties prenantes mis en place à chaque étape de la vie des projets, et de la prise en compte des intérêts des communautés locales en vue d'une bonne intégration des activités et des ouvrages.
34		Devoir de vigilance et achats responsables	Fait référence au devoir de vigilance du groupe EDF tout au long de sa chaîne de valeur, aux impacts sociaux et environnementaux des produits et services achetés (notamment en matière de respect des droits de l'Homme), ainsi qu'aux relations responsables avec ces derniers.
35		Territoires et communautés locales : partenariat et développement économique	Fait référence à la capacité de l'entreprise à participer à la vie économique des territoires, à créer de la valeur pour ces territoires, en contribuant notamment à la création d'emplois et la création de richesses locales.

Pour leur grande majorité, ces enjeux font l'objet d'une attention spécifique dans le cadre des Objectifs de Responsabilité d'Entreprise et sont détaillés dans le contenu du présent document de référence. Ces enjeux y sont examinés au travers de six sections : définir et mettre en œuvre notre responsabilité d'entreprise (3.1) ; offrir une énergie durable, sûre et performante (3.2) ; répondre aux défis du changement climatique (3.3) ; optimiser l'utilisation des ressources naturelles et préserver l'environnement (3.4) ; agir positivement sur les territoires et renforcer le dialogue (3.5) ; porter une attention particulière à nos collaborateurs et réussir nos transformations internes (3.6).

3. INFORMATIONS ENVIRONNEMENTALES ET SOCIÉTALES – RESSOURCES HUMAINES

Définir et mettre en œuvre notre responsabilité d'entreprise

3.1.2 OBJECTIFS DE RESPONSABILITÉ D'ENTREPRISE

Les Objectifs de Responsabilité d'Entreprise s'articulent à la fois sur la stratégie d'entreprise CAP 2030, et sur les Objectifs du Développement Durable (ODD) de l'ONU. Ils décrivent le chemin fixé pour réussir le projet stratégique et prennent en compte les 17 Objectifs de l'ONU ; en effet, si ces derniers ne s'adressent pas directement aux entreprises, ils ne sauraient pas être atteints sans leur contribution active. Six thèmes majeurs ont été retenus.

Trois d'entre eux sont liés à l'environnement et aux ressources naturelles : le climat, qui impose de baisser drastiquement les émissions de CO₂ du Groupe ; la biodiversité, dont on souhaite mieux intégrer les enjeux à l'ensemble des projets, et l'efficacité énergétique, domaine où les marges d'innovation sont accrues par la transformation numérique.

Deux autres permettent de conforter notre engagement sociétal, au travers de l'accompagnement des populations les plus fragiles et de la mise en place systématique de démarches de concertation autour de nos grands projets, partout dans le monde. Le sixième objectif est social : il s'agit du développement humain pour assurer la sécurité et l'égalité professionnelle de nos collaborateurs.

EDF s'inscrit pleinement dans l'approche globale des ODD, en ayant conscience de n'être que l'un des acteurs de cet élan ; un acteur engagé et responsable.

3.1.2.1 Les six Objectifs de Responsabilité d'Entreprise

Objectif n° 1 : aller au-delà des exigences de la trajectoire 2 °C fixée par la COP 21 en baissant drastiquement nos émissions de CO₂

La communauté internationale a réaffirmé lors de la Conférence de Paris l'objectif incontournable de limiter la hausse des températures en dessous de deux degrés. Les gaz à effet de serre et, en particulier, les émissions de CO₂ sont reconnus comme les principaux responsables du changement climatique. EDF, dont la situation de producteur bas carbone est unique parmi les grands électriciens, s'engage à produire une électricité toujours moins carbonée. D'ici 2030, le Groupe s'est fixé pour ambition d'aller encore plus loin dans la réduction des émissions de CO₂.

EDF est leader de la production d'électricité bas carbone parmi les grands énergéticiens européens et mondiaux. Mais ses émissions directes sont élevées, en valeur absolue en France et dans le monde. En France, l'ambition est de poursuivre la réduction des émissions de dioxyde de carbone alors qu'EDF émet environ treize fois moins que la moyenne européenne⁽¹⁾ et bien que l'intégration de notre filiale Dalkia conduise à augmenter significativement⁽²⁾ nos émissions de GES en France. À l'international, le développement du Groupe amène souvent à se confronter à des demandes de production à base de sources d'énergies fossiles charbon ou gaz. Nous allons donc définir une trajectoire d'émissions de CO₂ cohérente avec notre volonté, mais aussi compatible avec les réalités de nos métiers.

Cette ambition se traduit par un objectif établi sur la base des principes du CDP⁽³⁾, du Pacte mondial des Nations Unies, du WRI et de WWF « Science based targets (SBTI) ». EDF envisage de s'engager formellement pour faire part intégrante de cette initiative⁽⁴⁾. Cet objectif participe de l'atteinte des Objectifs de développement durable n° 13 (lutte contre le changement climatique) et n° 7 (recours aux énergies renouvelables) fixés par l'ONU le 25 septembre 2015⁽⁵⁾.

Les précisions liées à cet objectif figurent en section 3.3.1 « Stratégie de décarbonation du groupe EDF ».

Objectif n° 2 : intégrer les meilleures pratiques des groupes industriels en matière de développement humain : santé/sécurité, promotion hommes/femmes et promotion sociale interne

Dans un environnement en pleine évolution, la dimension humaine est plus que jamais au cœur de la stratégie CAP 2030, élément clef de la performance du Groupe. Pour faire face à ses enjeux industriels et commerciaux, EDF se doit de rester un employeur socialement responsable et engagé, référent en termes de sécurité et santé, de professionnalisme et d'implication de ses salariés, en développant leurs compétences et la diversité de leurs profils. EDF s'engage à intégrer les meilleures pratiques des groupes industriels en ce qui concerne le développement des Femmes et des Hommes, pour maintenir le très fort engagement des salariés.

Cet objectif participe de l'atteinte des Objectifs de développement durable n° 3 (accès à la santé) et n° 5 (égalité des sexes) fixés par l'ONU le 25 septembre 2015. En 2017, les projets de nouvelle politique santé-sécurité et de nouvel accord sur la responsabilité sociale (en cours de négociation) intègrent ces ambitions.

Le détail du déploiement de cet objectif figure en section 3.6 « Porter une attention particulière à nos collaborateurs et réussir nos transformations internes ».

Objectif n° 3 : proposer à 100 % des populations fragiles de l'information et des solutions d'accompagnement en matière de consommation d'énergie et d'accès aux droits

Les transformations du monde laissent aux marges les plus fragiles, et ce phénomène tend à s'amplifier. EDF est engagé depuis près de 30 ans dans la lutte contre la précarité énergétique, aux côtés des pouvoirs publics, des services sociaux des collectivités locales et des associations. La transformation numérique permet d'envisager une nouvelle manière d'entrer en relation avec les clients concernés, de toucher des publics plus larges, sans sacrifier à la proximité avec les acteurs locaux. En vue d'accompagner les plus fragiles, EDF travaille pour qu'ils consomment mieux et connaissent les droits qui sont les leurs (accès aux dispositifs d'aide, information sur les modes de paiement, économies d'énergie...).

Cet objectif participe de l'atteinte de l'Objectif de développement durable n° 10 (réduction des inégalités) fixé par l'ONU le 25 septembre 2015.

Le détail du déploiement de cet objectif figure en section 3.5.4 « Contribution à la lutte contre la précarité énergétique ».

Objectif n° 4 : innover par des solutions numériques d'efficacité énergétique pour que chaque client puisse consommer mieux

Dans un monde fini, il est nécessaire de réduire la consommation de ressources naturelles, et cet impératif vaut notamment pour la production d'énergie, qui fait appel à des ressources rares ; cela même lorsqu'elle est d'origine renouvelable, et même s'agissant des solutions de stockage.

Avant toute autre exigence, il s'agit d'utiliser le moins d'énergie possible, au bon moment. La révolution numérique ouvre des perspectives nouvelles dans ce domaine, offrant aux clients la possibilité d'être plus acteurs de leur consommation d'énergie, voire de leur production. L'électricité pouvant apparaître comme « l'intelligence de l'énergie », elle suscite déjà le développement de nouvelles offres, plus performantes, et le compteur communicant va outiller cette nouvelle posture, en permettant l'analyse plus fine des consommations.

Ce mouvement est appelé à s'amplifier au gré des évolutions technologiques. Les principales offres sont présentées en sections 3.3.1.3 « Accompagner nos clients à consommer mieux et moins » et 3.2.1 « Offres clients innovantes ».

(1) CO₂/KWh d'électricité (gCO₂/KWh) dans « CO₂ Emission from Fuel Combustion Highlights », Agence internationale de l'Energie, édition 2017.

(2) Les données de la filiale Dalkia sont comptabilisées dans le périmètre « Autres métiers » du Groupe.

(3) Extrait du : Carbon Disclosure Project.

(4) EDF complètera le formulaire de la lettre d'engagement SBTi, et ce faisant est sur le point de s'engager à fixer un objectif dans les critères de cette initiative. Les entreprises participantes sont reconnues sur <http://www.sciencebasedtargets.org>.

(5) Le 25 septembre 2015, les pays ont eu la possibilité d'adopter un ensemble d'objectifs de développement durable pour éradiquer la pauvreté, protéger la planète et garantir la prospérité pour tous dans le cadre d'un nouvel agenda de développement durable. Chaque objectif a des cibles spécifiques à atteindre dans les 15 prochaines années. Les gouvernements, le secteur privé, la société civile et les personnes physiques sont invités à contribuer activement à l'atteinte de ces objectifs.

Objectif n° 5 : organiser de façon systématique et partout dans le monde, une démarche de dialogue et de concertation, transparente et contradictoire, autour de chaque nouveau projet

Les projets industriels contribuent à façonner les territoires et les paysages, à les transformer dans la durée. Ces projets créent des emplois, de l'activité, de la valeur. Dialoguer et écouter dès l'amont d'un projet permet de mieux comprendre les enjeux du territoire afin que le projet vive mieux avec. In fine, pour le groupe EDF, il s'agit de toujours progresser dans la manière d'opérer localement, dans la façon de coopérer durablement avec le territoire.

EDF a l'ambition de renouveler et de systématiser ses pratiques de dialogue pour mieux prendre en compte les attentes des habitants et celles des diverses parties prenantes des territoires. Ce dialogue se veut être transparent et contradictoire, constructif et ouvert ; non pour co-construire les projets, mais pour contribuer au développement durable des territoires.

Le groupe EDF s'engage à mettre en œuvre les règles de dialogue des standards internationaux en matière de participation des parties prenantes, et à en assurer un reporting public. Le détail du déploiement de cet objectif figure en section 3.5 « Agir positivement sur les territoires et renforcer le dialogue » .

Objectif n° 6 : lancer une approche positive de la biodiversité. Ne pas se limiter à terme à la connaissance ou à la réduction des impacts de nos activités pour avoir un effet positif sur la biodiversité

Le Groupe veut aller plus loin dans son approche de la biodiversité et en développer une approche positive, en comprenant ce qu'il peut faire de mieux et en évitant au maximum des dommages irréversibles sur la nature. EDF ne souhaite pas se limiter à une approche défensive de la biodiversité, uniquement centrée sur la réduction des impacts de ses activités industrielles sur les écosystèmes.

Toutes les installations et les projets du Groupe sont concernés par les questions de biodiversité. En France, EDF est un propriétaire foncier et un gestionnaire de ressources naturelles de première importance. Mieux connaître ce patrimoine, réduire les impacts des activités, et même enrichir la biodiversité locale est une voie d'excellence à imaginer et développer avec des partenaires compétents sur ces sujets, tout en considérant le caractère industriel des sites concernés.

Cet objectif participe de l'atteinte des Objectifs de développement durable n° 14 (protection de la faune et de la flore aquatiques) et n° 15 (protection de la faune et de la flore terrestres) fixés par l'ONU le 25 septembre 2015.

Le détail du déploiement de cet objectif figure en section 3.4.5 « Gestion de la biodiversité et protection du capital environnemental » .

3.1.2.2 L'intégration des Objectifs de Responsabilité d'Entreprise dans le processus stratégique du Groupe

Les six Objectifs de Responsabilité d'Entreprise (ORE) sont des ambitions à long terme (2030), dont la réalisation nécessite des points d'étape et de suivi. Pour chaque objectif, des feuilles de routes communes et, si nécessaire, des indicateurs de suivi qualitatifs ou quantitatifs sont définis. L'élaboration des feuilles de route communes est réalisée avec les représentants des différents métiers du Groupe, en incluant ses différentes filiales afin de préciser la contribution de chacune des entités et filiales du Groupe à la réussite de l'ambition commune.

Une fois ces modalités concrètes définies pour rendre compte des résultats des Objectifs de Responsabilité d'Entreprise, le dispositif est à la boucle stratégique du Groupe. Le Plan Moyen Terme (PMT) constitue en effet le vecteur naturel pour définir, contractualiser et suivre chacune de ces contributions.

3.1.3 POLITIQUE DÉVELOPPEMENT DURABLE

La nouvelle politique Développement Durable du groupe EDF a été publiée en avril 2017 ⁽¹⁾ et s'inscrit dans un contexte externe marqué par les attentes de l'engagement des entreprises sur la mise en œuvre de l'Accord de Paris et sur leur

contribution aux Objectifs de développement Durable de la planète publiés par l'ONU en septembre 2015.

En interne, CAP 2030 et les Objectifs de Développement Durable fixent les engagements du Groupe. La politique a été conçue comme le socle commun du déploiement du Développement Durable au sein du Groupe. Elle reprend les orientations de CAP 2030 et les Objectifs de Responsabilité d'Entreprise. Elle est complémentaire aux politiques Groupe comportant déjà certaines dimensions du Développement Durable (Politiques RH - Politique Achat - Politique Éthique et conformité - Politique Sécurité Nucléaire).

Sa mise en œuvre est basée sur un principe de subsidiarité. La performance du Groupe sera constituée par les contributions positives rapportées par les différents métiers et filiales du Groupe dans les domaines sur lesquels ils sont concernés ; la politique DD Groupe structure les principes communs et les modalités de la cohérence.

Les exigences de la politique DD répondent à trois priorités : le respect de la conformité réglementaire ; les modalités de mise en œuvre des Objectifs de Responsabilité d'Entreprise ; la maîtrise et la couverture des autres enjeux majeurs du Développement Durable (par exemple qualité de l'air ou qualité de l'eau). Parce que le Développement Durable est aussi une réponse aux attentes sociétales dont certaines ne sont pas encore traduites en obligations réglementaires, la politique intègre également des recommandations liées à l'anticipation et à la préparation de l'avenir (par exemple l'intégration pratique des principes de l'économie circulaire).

La politique s'articule autour de quatre chapitres qui couvrent les principales dimensions du développement durable : répondre aux défis du changement climatique ; optimiser l'utilisation des ressources naturelles et préserver l'environnement ; porter une attention particulière aux personnes ; dialoguer avec les parties prenantes et rendre compte de nos activités.

3.1.4 ÉTHIQUE ET CONFORMITÉ

La matrice de matérialité identifie l'éthique des affaires comme un enjeu matériel (cf. enjeu n° 3, éthique des affaires). Cela fait notamment référence à la capacité du Groupe à lutter efficacement contre la corruption active et passive, à la concurrence déloyale, à veiller au respect des contrats et à l'éthique des pratiques d'influence.

3.1.4.1 L'engagement éthique et conformité du groupe EDF

Afin de préserver sa réputation, le groupe EDF promeut la culture d'intégrité et a pour principe la tolérance zéro en matière de fraude et de corruption. Une conduite éthique et conforme aux lois doit donc être la règle absolue pour tous les salariés du Groupe, partout dans le monde, à tous les niveaux de l'entreprise, sans exception.

Un programme éthique et conformité Groupe et une direction dédiée

Dans cette logique, le dispositif éthique et conformité du groupe EDF s'est renforcé en décembre 2015 avec la création d'une Direction Éthique et Conformité Groupe (DECG) et la mise en place d'un programme éthique et conformité Groupe, bâti pour répondre aux exigences des autorités de régulation nationales et internationales ainsi qu'aux pratiques du marché. Le programme place tout dirigeant d'EDF et plus généralement tous les salariés, au cœur du dispositif. Le programme est signé par le président d'EDF.

La DECG a pour principales missions de consolider une analyse des risques éthiques et de conformité du Groupe, d'animer le réseau des Responsables Éthique & Conformité (REC) d'entités, d'apporter son appui aux dirigeants et aux REC pour la diffusion des règles appropriées, de développer la formation et la sensibilisation des collaborateurs, de veiller au traitement des cas de manquements constatés et d'élaborer des rapports périodiques pour les instances de gouvernance du Groupe.

Une politique éthique et conformité Groupe (PECG) déployée depuis 2016

En 2016, le Comité exécutif du groupe EDF a adopté la Politique Éthique & Conformité du groupe EDF (PECG) qui réunit les principales règles que les Dirigeants doivent impérativement connaître, respecter et faire respecter dans leurs entités, en stricte adéquation avec les risques de ces entités.

(1) Au cours de son processus d'élaboration, cette politique a fait l'objet d'un examen par le Conseil Développement Durable d'EDF, réuni conjointement avec le Sustainable Development Committee (SDC), organe de gouvernance du développement durable à l'échelle du Groupe.

3. INFORMATIONS ENVIRONNEMENTALES ET SOCIÉTALES – RESSOURCES HUMAINES

Définir et mettre en œuvre notre responsabilité d'entreprise

Il s'agit d'un document unique qui est la référence supra à la Charte éthique Groupe (lancée en 2013) et au code de conduite (publié en 2017), actualisable au gré des nouvelles réglementations applicables, et soumis à audit.

La PECG porte sur neuf thématiques :

- la prévention du risque de corruption (contrôle d'intégrité des relations d'affaires, encadrement des cadeaux et invitations) ;
- la déontologie financière (prévention du risque de blanchiment et financement du terrorisme, prévention des abus de marché, conformité au règlement EMIR) ;
- la prévention des manquements au droit de la concurrence ;
- la prévention des conflits d'intérêts ;
- la protection de la sécurité des données personnelles ;
- la lutte contre la fraude ;
- la lutte contre le harcèlement et la discrimination ;
- la conformité aux réglementations sectorielles (réglementation REMIT, biens à double usage) ;
- et la conformité aux programmes de sanctions internationales.

Une Charte éthique Groupe construite autour des trois valeurs du Groupe

La Charte éthique Groupe, construite autour des trois valeurs du Groupe (respect, solidarité, responsabilité), est déployée depuis fin 2013. Elle définit les principes qui doivent guider l'action et la conduite des salariés du Groupe au quotidien. Elle est accessible en français et en anglais sur le site internet d'EDF.

La Charte compte dix autres déclinaisons linguistiques : allemand, espagnol, hongrois, italien, mandarin, néerlandais, polonais, portugais, russe et vietnamien.

Un code de conduite éthique et conformité qui vise à garantir à la préservation de notre culture d'intégrité

La loi du 9 décembre 2016 relative à la transparence, à la lutte contre la corruption et à la modernisation de la vie économique a permis à la France et aux entreprises françaises de se placer au niveau des standards internationaux en matière de lutte contre la corruption. EDF, forte de ses engagements éthiques, s'inscrit pleinement dans les exigences de la loi grâce à la publication au second semestre 2017 de son code de conduite.

Intégré aux règlements intérieurs de l'entreprise, le code de conduite éthique et conformité est la pierre angulaire du dispositif anti-corruption du Groupe. Il s'adresse aux salariés d'EDF SA et est décliné dans ses filiales.

Le code fixe les règles à respecter et permet aux salariés d'identifier les situations à risque et d'adopter les bons comportements à adopter.

Une gouvernance renforcée

L'organisation de la fonction éthique et conformité Groupe est validée par le Comité exécutif Groupe. Le Directeur Éthique et Conformité Groupe est rattaché au Secrétaire Général, membre du Comité exécutif Groupe. Il propose, gère et coordonne, en lien avec les autres directions concernées, la mise en œuvre de plans d'actions éthiques et de conformité du Groupe en France et à l'international.

La Direction Éthique et Conformité Groupe a créé en 2016 un réseau de 47 Responsables Éthique et Conformité (REC) dans les entités en France et à l'international. Les REC rendent directement compte aux dirigeants des entités et participent aux Comités de Direction sur les questions éthiques et de conformité et les plans d'actions associés. Ils disposent des moyens et pouvoirs leur permettant de déployer et faire respecter la PECG.

Le Comité exécutif Groupe, présidé par le Président-Directeur Général d'EDF, est chargé de déterminer les orientations et priorités du programme de conformité, d'affecter les moyens et ressources nécessaires et d'assurer le suivi et le contrôle de sa mise œuvre. En 2017, la DECG est intervenue à deux reprises en Comité exécutif Groupe pour valider le plan d'actions, rendre compte des réalisations, et valider le code de conduite.

Le Conseil d'administration d'EDF, par l'intermédiaire de son Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise, veille à la prise en compte de la réflexion éthique et conformité dans ses travaux et dans la gestion de la Société.

Des contrôles du programme

Les règles de la Politique Éthique & Conformité du Groupe définissent les exigences couvrant les domaines éthique et conformité. Leur mise en œuvre est soumise au dispositif annuel de cartographie des risques et d'évaluation du contrôle interne du groupe EDF. Il permet à la DECG d'évaluer le degré de déploiement de chaque exigence clé, de s'assurer de la mise en œuvre des actions décidées et de leur efficacité.

La Direction Éthique et Conformité Groupe travaille en étroite collaboration avec la direction de l'Audit interne. Un partage des faits marquants des audits dans le domaine de l'éthique et de la conformité est réalisé régulièrement.

3.1.4.2 Le respect des valeurs du Groupe

Charte éthique Groupe

Lancé en 2013, le déploiement de la Charte éthique Groupe dans les directions métiers et les sociétés du Groupe s'est achevé en 2014. Le Groupe a souhaité un portage managérial, intégrant des présentations en Comité de Direction, en réunions d'équipe et dans les formations d'intégration. La charte a été largement diffusée par les managers ou via les nombreux outils de communication du Groupe (intranets, affichage, journaux, courriels...).

Non-financement de partis politiques

Le groupe EDF respecte les lois et réglementations en vigueur concernant le financement des partis politiques. Il indique dans sa Charte éthique que le groupe EDF « respecte les croyances et les opinions de chacun ainsi que les organisations politiques, syndicales et religieuses sans apporter de soutien à aucune en particulier ». Ainsi, dans les seuls pays où la législation le permet, le financement doit respecter le principe de neutralité.

Conformément à la législation en vigueur en France, EDF SA n'effectue aucun versement aux partis politiques.

Les filiales du Groupe en Italie et au Royaume-Uni ont directement inscrit dans leur code de conduite l'interdiction de financer les partis politiques. C'est le cas des filiales Edison et Fenice en Italie et de EDF Energy au Royaume-Uni. En Belgique, EDF Luminus n'a versé aucune contribution aux partis politiques. Aux États Unis, certaines filiales ont apporté, de manière transparente et publique des contributions symboliques à des comités de soutien en pleine conformité avec à la législation américaine et dans le cadre d'un dispositif de validation managériale rigoureux.

Affaires Publiques

Un dialogue nourri est entretenu avec la Commission européenne, le Parlement et le Conseil sur le Paquet Énergie Propre, ensemble de textes législatifs majeur pour l'avenir du secteur électrique européen. À cette occasion, de nombreuses rencontres et événements ont été organisés pour sensibiliser et informer le public bruxellois sur les enjeux prioritaires pour l'entreprise. Parmi ceux-ci, le Groupe a eu l'occasion de rappeler l'importance qu'il accorde aux solutions de long terme permettant de conforter la sécurité d'approvisionnement en Europe et de donner de la visibilité à nos futurs investissements décarbonés (renouvelables, nucléaire, efficacité énergétique) et à la fixation du juste prix du CO₂.

Le Groupe a affiché la nécessité de maintenir un cap volontariste sur l'objectif de réduction des émissions de CO₂ permettant une meilleure coordination des politiques européennes entre elles (renouvelables, efficacité énergétique, lutte contre le réchauffement climatique) ; le Groupe insiste également sur l'opportunité que représente le développement de la mobilité électrique pour lutter plus efficacement contre la pollution de l'air et pour limiter l'empreinte carbone du secteur des transports, en complément des actions entreprises par le secteur énergétique.

EDF est inscrit au registre de transparence du Parlement européen⁽¹⁾ et de la Commission européenne et applique le Code de conduite qui lui est annexé. En France, EDF est inscrit au registre des représentants d'intérêt de l'Assemblée nationale⁽²⁾ et du Sénat, et s'engage à respecter leur code de conduite. En application de la loi dite « Sapin II », les salariés du Groupe exerçant à titre principal ou régulier une activité de représentation d'intérêts sont inscrits sur le répertoire publié des représentants d'intérêts.

(1) <http://ec.europa.eu/transparencyregister/public>.

(2) http://www2.assemblee-nationale.fr/representant/detail_representant_interet/2177.

Lutte contre la fraude

Dans le cadre des priorités d'actions définies par le Groupe, la lutte contre la fraude est une préoccupation majeure : à partir de fin 2010, un principe de « tolérance zéro » est entré en application. Encadré par le dispositif de contrôle interne, les managers ont élaboré et adopté au niveau local des plans de lutte contre la fraude.

En 2017, ont été diffusés une note d'instruction ainsi qu'un guide support à visée opérationnelle qui a pour objet d'expliquer pour la ligne managériale et le référent fraude de l'entité (REC) les principaux contrôles à mener pour contribuer à la maîtrise des risques fraude. Ce guide fera l'objet d'une actualisation régulière.

Prévention du harcèlement et de la discrimination

Le Groupe ne tolère, au nom du respect de la personne, aucune pratique de discrimination, de harcèlement ou de violence sous quelque forme que ce soit dans la vie au travail. Cet engagement s'inscrit dans un contexte réglementaire et judiciaire qui, dans de nombreux pays, incrimine non seulement les actes et comportements correspondants, mais aussi l'insuffisance des actes de prévention de l'employeur. Le respect de la personne est l'un des engagements majeurs de la Charte éthique Groupe et il est porté par chaque salarié, quelle que soit sa place au sein du Groupe.

Plus spécifiquement, les dirigeants prennent toutes les mesures nécessaires pour prévenir dans leurs entités la discrimination, le harcèlement ainsi que la violence physique et morale en veillant à informer les collaborateurs sur les risques de harcèlement et de discrimination, sensibiliser les managers sur les moyens de prévenir et de lutter contre les pratiques de harcèlement ou de discrimination, communiquer régulièrement sur le dispositif d'alerte éthique et conformité, et prendre les sanctions appropriées en cas de faits avérés. De ce fait, tout cas porté à la connaissance du dispositif d'alerte est traité, conformément à la politique de tolérance zéro du Groupe.

3.1.4.3 La prévention du risque de corruption

La loi du 9 décembre 2016 relative à la transparence, à la lutte contre la corruption et à la modernisation de la vie économique dite loi « Sapin II » qui a introduit de nouvelles dispositions. Huit « piliers » sont ainsi prescrits aux entreprises répondant aux critères de taille et de chiffre d'affaires : un code de conduite, un dispositif d'alerte interne, une cartographie des risques, des procédures d'évaluation des tiers, des procédures de contrôles comptables, un dispositif de formation, un régime disciplinaire et un dispositif de contrôle et d'évaluation interne des mesures.

Le code de conduite éthique et conformité

Le code de conduite éthique et conformité est la pierre angulaire du dispositif anti-corruption voulu par la loi. Intégré aux règlements intérieurs de l'entreprise, il constitue le texte de référence en matière de prévention de la corruption, en décrivant les comportements requis et fixant les règles à respecter par tous les salariés.

Le code de conduite éthique et conformité d'EDF SA. Il a pour objectif de protéger les salariés en précisant clairement ce qui est autorisé ou proscrit, en leur permettant d'identifier les situations à risque et en illustrant les bons comportements à adopter. Il vise à garantir la préservation de la culture d'intégrité d'EDF.

Le code de conduite éthique et conformité a été déposé auprès de l'ensemble des salariés d'EDF SA au 2^e semestre 2017.

Le déploiement du code de conduite éthique et conformité s'accompagne d'un programme de sensibilisation.

Le dispositif d'alerte

Déjà existant, le dispositif d'alerte EDF est renforcé pour répondre aux exigences de la loi « Sapin II » (voir section 3.1.4.6 « Le dispositif d'alerte »).

La cartographie des risques

Cet instrument permet aux entités du Groupe d'identifier les risques associés à leurs activités, puis de les visualiser dans une cartographie des risques éthique et conformité. Sur cette base, les entités définissent un plan d'actions de prévention et de réduction de ces risques adapté à leur contexte opérationnel. Ce travail obéit aux exigences des réglementations applicables au Groupe⁽¹⁾, aux recommandations des organisations internationales⁽²⁾, et aux meilleures pratiques relevées parmi les groupes comparables à EDF.

(1) Federal Corrupt Practice Act aux États-Unis, United Kingdom Bribery Act au Royaume-Uni, loi n° 2016-1691 du 9 décembre 2016 dite « Sapin II » en France.

(2) Banque Mondiale, OCDE, Organisation de Coopération et de Développement Économique, International Chamber of Commerce (ICC), Transparency International.

Le contrôle d'intégrité des relations d'affaires

Le contrôle d'intégrité des relations d'affaires fait l'objet d'une note d'instruction spécifique en application de la Politique Éthique & Conformité du Groupe. Applicable depuis le 1^{er} janvier 2017, elle définit les procédures d'évaluation des tiers à mettre en œuvre par les REC des entités avant tout engagement et tout au long de la relation.

Les contrôles comptables

Les procédures de contrôle définies au sein d'EDF sont présentées dans son guide support lutte contre la fraude accompagnant la note d'instruction lutte contre la fraude du 18 avril 2017. Les procédures de contrôle définies pour les différents processus (achats, vente, trésorerie, personnel, immobilisation stock, comptabilité) répondent à l'objectif de la loi « Sapin II ».

La formation

La direction Éthique & Conformité Groupe a conçu un programme de formation spécifique à la prévention de la corruption, et met à disposition des outils de déploiement pour l'ensemble des salariés. (voir section 3.1.4.5 « La formation et la professionnalisation des acteurs »).

Les sanctions disciplinaires

Dans le cadre de la politique de tolérance zéro, tout salarié d'EDF SA manquant aux règles fixées par le code de conduite éthique et conformité s'expose aux sanctions prévues à l'article 6 du Statut des IEG et aux dispositions du code du travail. Selon les circonstances et les situations, la sanction peut aller de l'avertissement jusqu'au licenciement, en passant par différentes étapes (avec ou sans inscription au dossier, avec ou sans mise à pied, avec ou sans rétrogradation hiérarchique).

Le dispositif de contrôle et d'évaluation interne

Afin de s'assurer de l'adéquation et de l'efficacité des mesures de prévention et de détection de toute atteinte à l'éthique comme de tout défaut de conformité, la DECG a mis en place depuis 2016 un tableau de bord permettant aux entités d'évaluer le degré de déploiement de chaque exigence clé. L'exercice répond aux exigences de contrôle interne définies par la PECG en permettant de contrôler la mise en œuvre des mesures, d'identifier les manquements et de définir les mesures correctives.

La PECG ayant établi comme priorité la prévention du risque de corruption, la DECG a défini en complément un dispositif spécifique sur les deux pratiques à risques suivantes :

Le cadrage des cadeaux et invitations

La Politique Éthique & Conformité fait obligation aux dirigeants de mettre en place dans leur entité un dispositif d'encadrement des cadeaux ou invitations adapté à leurs activités.

Les conflits d'intérêts

La Politique Éthique & Conformité Groupe fait obligation aux dirigeants du Groupe de mettre en place un dispositif de prévention des conflits d'intérêts prévoyant une sensibilisation des collaborateurs sur les situations à risques, un système de déclaration de leurs liens avec des organismes dans lesquels ils ont un intérêt personnel (mandats électifs, mandats sociaux, etc.), et une obligation de se retirer d'une activité en présence d'une situation potentielle de conflit d'intérêts.

La direction Éthique & Conformité Groupe a développé des outils internes pour sensibiliser l'ensemble des salariés aux situations de conflit d'intérêts.

3.1.4.4 Le respect des autres réglementations

La Politique Éthique & Conformité du groupe EDF encadre d'autres thématiques ou programmes de conformité dont le portage opérationnel est assuré par des directions expertes au sein du Groupe. Certaines de ces thématiques ont été complétées en 2017 par des notes d'instructions destinées à appuyer leur déploiement dans les entités du Groupe. Elles portent sur la déontologie financière, la protection des données personnelles et la lutte contre la fraude.

Déontologie financière

La Politique Éthique & Conformité du groupe EDF fixe les exigences à respecter en termes de prévention des abus de marché, de prévention du risque de blanchiment de capitaux et de financement du terrorisme et celles concernant la conformité au

3. INFORMATIONS ENVIRONNEMENTALES ET SOCIÉTALES – RESSOURCES HUMAINES

Définir et mettre en œuvre notre responsabilité d'entreprise

règlement européen EMIR. Un Code de déontologie Boursière actualisé en février 2017 vient compléter cette Politique.

Des actions de sensibilisation aux règles boursières sont menées auprès des collaborateurs du Groupe, concernant en particulier les précautions et obligations liées à la détention d'informations privilégiées.

Prévention des manquements au droit de la concurrence

Le groupe EDF fait de la connaissance et du respect du droit de la concurrence une priorité absolue pour ses collaborateurs. Le Groupe s'est ainsi doté dès 2010 d'un Programme de Conformité Concurrence. Son objectif est d'assurer la conformité au droit de la concurrence de l'ensemble des activités des filiales et entités du Groupe en France et dans le monde. Il s'applique à l'ensemble des salariés du Groupe en particulier dans le cadre de leurs relations avec les clients, concurrents, partenaires et fournisseurs.

Ce Programme de Conformité Concurrence couvre l'ensemble des règles de droit de la concurrence : les abus de position dominante, les ententes anticoncurrentielles, les concentrations et les aides d'État. Il se traduit notamment par le déploiement de nombreuses formations en ligne ou présentielle. Il a donné lieu à l'élaboration de nombreux instruments de formation et de sensibilisation.

Après avoir déployé de 2010 à 2015 un *e-learning* ayant permis la formation de plus de 5 400 salariés, en France et à l'étranger, le Pôle Droit de la Concurrence de la direction Juridique a réalisé un nouvel *e-learning* Concurrence généraliste sur la base d'un format plus interactif.

Ce dispositif en ligne est complété par des formations présentielles sur mesure pour certaines filiales et entités du Groupe.

En parallèle, un guide de bonnes pratiques, des notes et des publications régulières sur l'actualité du droit de la concurrence sont largement diffusés.

Protection des données personnelles

La protection des données à caractère personnel est aujourd'hui encadrée en France par la loi « Informatique et Libertés » n° 78-17 du 6 janvier 1978, modifiée. Dans ce cadre, EDF a désigné dès 2006 un Correspondant Informatique et Liberté (CIL) chargé de veiller à la protection des données à caractère personnel, dont celles concernant les clients comme celles concernant les salariés, et au respect de ladite loi au sein de l'entreprise.

Des travaux ont été initiés afin de préparer le Groupe à l'application à compter de mai 2018 des nouvelles dispositions du règlement européen de protection des données à caractère personnel (RGPD).

Conformité aux réglementations sectorielles

En application de la politique Éthique & Conformité du groupe EDF, les entités concernées doivent mettre en place un dispositif de conformité au règlement européen REMIT dont la finalité est d'assurer la transparence et l'intégrité du fonctionnement du marché de gros de l'énergie notamment en interdisant les opérations d'initiés conduites sur la base d'informations privilégiées et en interdisant les manipulations de marché.

Cette Politique fait également obligation aux entités concernées par l'exportation, y compris intracommunautaire, de produits figurant sur la liste des biens à double usage (BDU) annexée au règlement (CE) n° 428/2009 du 5 mai 2009 de mettre en place un dispositif de conformité.

Conformité aux programmes de sanctions internationales

La Politique Éthique & Conformité Groupe porte obligation aux dirigeants des entités du Groupe concernées de mettre en place dans leurs entités un dispositif de prévention des risques de sanctions internationales prévoyant notamment l'insertion dans chaque contrat d'une clause donnant droit à EDF de rompre immédiatement la relation d'affaires en cas de non-respect d'un programme de sanctions internationales.

EDF a mis en place une procédure de contrôle d'intégrité des relations d'affaires (cf. point 3 supra) et, en appui, a déployé des outils permettant aux Responsables Éthique & Conformité (REC) de vérifier l'absence de risque de sanctions internationales. La cartographie de ces sanctions élaborée par l'Union européenne est mise en ligne dans l'intranet éthique et conformité.

3.1.4.5 La formation et la professionnalisation des acteurs

La direction Éthique & Conformité Groupe développe des actions de prévention et de formation et met à disposition des outils de déploiement pour l'ensemble des salariés. Elle anime une filière de professionnels dans les différentes entités et dispose d'une communauté dédiée sur l'intranet du Groupe.

Les formations sur les thématiques « éthique et conformité »

La direction Éthique & Conformité Groupe a mis en place un parcours de formation « Prévention du Risque Corruption » répondant aux exigences de la loi Sapin II. Il a été spécifiquement défini à partir de mi-2016 pour les dirigeants et managers. La réalisation de cette formation digitale est obligatoire pour les dirigeants et elle a été déployée en 2017 auprès des managers et personnels exposés.

En outre, la DECG a réalisé et mis en ligne sur l'intranet éthique et conformité des vidéos de sensibilisation aux neuf thématiques de la Politique Éthique & Conformité Groupe : informations privilégiées ; sanctions internationales ; harcèlement et discrimination ; lutte contre la corruption ; lutte contre la fraude ; réglementations sectorielles ; sécurité des données personnelles ; droit de la concurrence ; et conflit d'intérêts.

En complément, la direction Juridique Groupe et la DRH Groupe proposent un *e-learning* « Prévenir la corruption » destiné à l'ensemble des salariés : ce programme traite de façon opérationnelle des bons comportements à adopter dans des situations relatives aux relations d'affaires, au conflit d'intérêt et aux cadeaux.

3.1.4.6 Le dispositif d'alerte

En 2016, le dispositif d'alerte éthique existant a été renforcé et élargi. Il intègre désormais les thématiques liées à la conformité.

Le système d'alerte d'EDF géré par la direction Éthique et Conformité en 2017 est un dispositif qui permet à tout salarié de bonne foi de signaler un manquement aux engagements de la Charte éthique Groupe, de la Politique Éthique et Conformité Groupe et, à compter de 2017, du code de conduite éthique et conformité, de façon confidentielle et sécurisée. Lorsqu'il répond aux conditions prévues par la loi « Sapin II », il bénéficie d'une protection particulière.

L'interface de saisie est une page web du site d'EDF ⁽¹⁾ permettant à l'alerteur d'indiquer l'objet de son alerte et d'en décrire les éléments principaux. Le système d'alerte est accessible 7 jours sur 7, 24 heures sur 24 et l'alerteur reçoit un accusé de réception sous 72 heures, lui indiquant l'enclenchement du traitement de son alerte. Dans le cadre de la politique de tolérance zéro, chaque alerte fait l'objet d'un traitement.

Les résultats annuels agrégés sont présentés au Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise du Conseil d'administration.

La DECG a travaillé en 2017 à la mise en conformité de son dispositif d'alerte pour répondre à la fois aux exigences fixées pour début 2018 par la loi « Sapin II », et à celles relatives aux évolutions européennes, notamment au nouveau règlement général de protection des données (dite « RGPD ») à compter de mai 2018.

Au 31 décembre 2017, le Groupe a identifié 60 « manquements importants » à la Politique Éthique & Conformité Groupe, en diminution de 20 % par rapport à 2016. Géographiquement, 85 % des manquements sont localisés en France, ce qui témoigne d'une maturité du dispositif sur le territoire national.

(1) <https://www.edf.fr/edf/alerte-ethique>.

Thème	Nombre de manquements importants			Répartition géographique 2017					
	Total 2015	Total 2016	Total 2017	EDF SA	France hors EDF	Europe hors France	Afrique	Amérique	Asie
	Charte éthique Groupe	11	23	3	2	1	-	-	-
- Non respect de la personne	-	-	3	2	1	-	-	-	-
- Atteinte aux Droits de l'Homme	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Autres	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lutte contre la corruption	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Contrôle d'intégrité des relations d'affaires	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Encadrement des cadeaux et invitations	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Déontologie financière	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Prévention du risque de blanchiment des capitaux et de financement du terrorisme	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Prévention des abus de marché	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Conformité au règlement EMIR	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Droit de la concurrence	1	-	-	-	-	-	-	-	-
Conflits d'intérêts	-	3	3	2	-	-	-	1	-
Sécurité des données personnelles	-	1	7	6	1	-	-	-	-
Lutte contre la fraude	29	23	21	12	2	4	-	1	2
Harcèlement discrimination	19	25	26	19	6	-	-	-	1
Règlementations sectorielles	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- REMIT	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Contrôle des exportations des biens à	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sanctions internationales	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	60	75	60	41	10	4	0	2	3

3.1.5 TRANSPARENCE FISCALE

EDF a mis en place une politique fiscale Groupe pour définir les principes applicables, en matière de fiscalité, à l'ensemble des relations du Groupe avec ses partenaires financiers ou commerciaux et les autorités publiques ou fiscales. La politique fiscale est portée par le Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Financière Groupe. Elle a été validée en Comité exécutif en janvier 2017 (enjeu matériel n° 3, éthique des affaires).

3.1.5.1 La politique fiscale Groupe

Un périmètre large

La politique couvre l'ensemble des impôts du Groupe : impôts directs et indirects, taxes, contributions, prélèvements de nature fiscale ou douanière à la charge finale de l'entreprise ou de ses clients (lorsqu'EDF est simplement collecteur pour le compte de tiers).

Elle doit être appliquée dans tout le Groupe, par toutes ses entités contrôlées quelle que soit leur nature ou leur situation géographique à l'exception des gestionnaires d'infrastructures régulées pour lesquels elle constitue un guide. Tout le personnel du Groupe doit respecter cette politique qui vise à préserver la réputation du Groupe et réduire les risques fiscaux auxquels il s'expose par ses activités.

Des orientations claires

- renforcer la performance fiscale du Groupe dans le strict respect des lois et réglementations fiscales nationales et internationales ;
- maîtriser les risques fiscaux par une amélioration continue et systématique, dans toutes les entités du Groupe, du recensement et de la gestion des risques fiscaux ;

- mettre en place des outils, les *reporting* et les actions nécessaires à la gestion prévisionnelle continue et optimisée du cash fiscal ⁽¹⁾, ainsi qu'un pilotage attentif et proactif du taux effectif d'imposition du Groupe ;

- garantir les conditions nécessaires à l'obtention de rapports constructifs avec les autorités fiscales et publiques de toute nature en entretenant avec elles une relation transparente et professionnelle.

Des principes éthiques

Dans le cadre de la répartition entre pays des marges opérationnelles internes au Groupe, EDF veille à appliquer une politique de prix de transfert conforme aux principes de l'OCDE pour justifier les revenus qui en découlent. EDF ne dispose pas d'implantation juridique (société, succursale ou bureau de représentation) dans un territoire inscrit dans la liste des États et territoires non coopératifs tels que définis par la législation française et internationale qui ne soit pas sous-tendue par des raisons d'activité économique et en aucun cas par de pures raisons fiscales. De même, les flux *via* ces pays sont prohibés s'ils ne sont justifiés que par des raisons fiscales.

Présence au Luxembourg et en Irlande

Comme l'ensemble des grands groupes français et étrangers, EDF recourt à des captives et à des mutuelles pour compléter les couvertures données par les marchés traditionnels de l'assurance. Les captives et les mutuelles permettent à EDF de diminuer le coût de ses programmes d'assurance et le montant des primes payées au marché de l'assurance. Deux captives d'EDF sont situées respectivement en Irlande et au Luxembourg :

- Wagram Insurance Company Ltd. (EDF 100 %), société d'assurance créée en 2003 à Dublin qui participe à la majorité des programmes d'assurance du Groupe ;
- Océane Ré (EDF 99,98 %), société de réassurance créée en 2003 au Luxembourg pour réassurer le risque de responsabilité civile nucléaire d'EDF.

(1) Cash fiscal : impôt décaissé.

3. INFORMATIONS ENVIRONNEMENTALES ET SOCIÉTALES – RESSOURCES HUMAINES

Définir et mettre en œuvre notre responsabilité d'entreprise

3.1.5.2 Les impôts payés par le Groupe

En 2017 le groupe EDF a supporté une charge de 3 541 millions d'euros d'impôts et de taxes en EBITDA⁽¹⁾, en baisse de 115 millions d'euros par rapport à 2016 soit - 3,1 % (dont - 2,3 % en croissance organique). L'impôt sur le résultat payé par le Groupe s'élève à 771 millions d'euros en 2017 (838 millions d'euros en 2016) : la baisse du décaissement d'impôt de 67 millions d'euros est essentiellement due à

une diminution significative du résultat fiscal de filiales au Royaume-Uni et en Italie. Le taux effectif d'impôt (TEI) est de 4,3 % en 2017⁽²⁾. Le taux effectif d'impôt (TEI) est de 4,3 % en 2017⁽³⁾. La diminution du taux effectif d'impôt en 2017 est essentiellement due à l'issue favorable en France des réclamations liées à la contribution de 3 % sur les distributions (produit non imposable), à la baisse des taux d'impôt aux États-Unis et en Belgique, ainsi qu'aux cessions de participations (bénéficiant d'un taux réduit d'imposition).

En 2017, le Groupe a télétransmis à l'administration fiscale française sa première déclaration pays par pays (« *Country by Country Reporting* ») des données de l'exercice 2016 conformément aux dispositions de l'article 223 *quinquies* C du Code général des impôts qui fait suite aux recommandations de l'OCDE.

DÉTAIL DES IMPÔTS PAYÉS DANS L'ENSEMBLE DES PAYS DES FILIALES DU GROUPE

(en millions d'euros)	2017	2016	2015
France	488	445	1 041
Italie	13	117	47
Royaume-Uni	29	151	157
Égypte	76	46	30
Belgique	84	70	168
Norvège	(34)	(62)	(38)
Chine	2	ns	7
Hongrie	60	20	17
Pologne	18	8	12
Brésil	2	31	33
Portugal	-	(1)	4
États-Unis	9	(4)	5
Pays-Bas	-	5	5
Canada	(2)	(5)	16
Mexique	13	-	ns
Luxembourg	(1)	(1)	1
Chili	(2)	7	na
Vietnam	1	1	2
Singapour	-	2	2
Grèce	6	3	ns
Japon	-	-	ns
Irlande	ns	ns	ns
Suisse	ns	-	ns
Allemagne	1	3	1
Espagne	8	-	ns
Autriche	-	-	ns
Danemark	ns	-	-
Israël	-	-	-
Russie	ns	ns	ns
Turquie	ns	ns	-
Bulgarie	-	ns	-
Inde	-	-	-
Afrique du Sud	(1)	-	-
TOTAL	771	838	1 508
Laos (société mise en équivalence)	6	2	3
TOTAL	778	840	1 511

na : non applicable ; ns : non significatif.

(1) Voir la note 11 Impôts et taxes de l'annexe aux comptes consolidés.

(2) Voir la note 16 Impôts sur les résultats de l'annexe aux comptes consolidés.

(3) Voir la note 16.2 Impôts sur les résultats de l'annexe aux comptes consolidés.

3.1.6 LE PLAN DE VIGILANCE

La matrice de matérialité identifie la thématique du devoir de vigilance parmi ses enjeux matériels (enjeu n° 34 Devoir de vigilance et achats responsables).

La loi n° 2017-399 du 27 mars 2017 relative au devoir de vigilance des sociétés mères et des entreprises donneuses d'ordre impose aux entreprises de plus de 5 000 employés en France d'établir et de mettre en œuvre de manière effective un plan de vigilance.

Pour EDF, qui relève du champ d'application de cette loi, il s'agit de franchir une première étape qui a pour but de sensibiliser l'ensemble des acteurs du Groupe, de recenser l'ensemble des politiques et dispositifs mis en œuvre, et de mettre en place les procédures qui vont permettre de construire le plan de vigilance du groupe EDF. L'an prochain, un bilan de la mise en œuvre du plan sera réalisé et la cartographie des risques pourra être réalisée de manière complète.

Ce chapitre donne les principales caractéristiques d'EDF au regard de la loi devoir de vigilance⁽¹⁾, précise le périmètre et la méthodologie d'élaboration du plan, et apporte les premiers éléments sur le contenu même du plan de vigilance, tel que défini par la loi.

3.1.6.1 Principales caractéristiques d'EDF au regard de la loi

Le groupe EDF est présent sur l'ensemble des métiers de l'électricité et bénéficie de positions fortes en Europe, notamment en France, au Royaume-Uni, en Belgique et en Italie. Le groupe EDF fournit également du gaz et des services énergétiques.

Au regard des droits et des libertés fondamentales, le groupe EDF opère essentiellement à ce jour dans les pays de l'OCDE. Il possède également des actifs, et mène des projets dans des pays qui peuvent être qualifiés de « pays à risques » (par exemple : Égypte, Asie du Sud-Est, Amérique latine, etc.) qui nécessitent une attention particulière. S'agissant de la chaîne d'approvisionnement, si 97 % des fournisseurs de rang 1 gérés par la Direction des Achats Groupe sont localisés en France ou dans l'Union européenne, une meilleure connaissance des fournisseurs des filiales ou des fournisseurs impliqués dans les projets internationaux est envisageable.

Pour ce qui est de la santé et la sécurité des personnes, l'analyse des risques liés aux activités du groupe EDF porte à la fois sur la santé et la sécurité des salariés et des sous-traitants, ainsi que sur les impacts éventuels sur les riverains et les communautés locales. Les questions de santé dans la chaîne d'approvisionnement font l'objet d'un examen attentif (cas des produits chimiques...).

Les impacts environnementaux liés aux activités du Groupe sont identifiés et font l'objet d'un suivi, notamment dans le cadre du système de management de l'environnement. Les performances environnementales des fournisseurs font l'objet de clauses contractuelles complétées par des autoévaluations et des audits éventuels.

3.1.6.2 Périmètre et méthodologie d'élaboration du plan de vigilance

Périmètre

Le périmètre du plan de vigilance couvre la maison-mère EDF SA ainsi que ses filiales au sens de l'article L. 233-1 et les sociétés qu'elle contrôle au sens de l'article L. 233-3 du Code de commerce.

S'agissant des fournisseurs, le plan couvre ceux avec lesquels le Groupe entretient une relation commerciale établie (il s'agit principalement des fournisseurs de rang 1 gérés par la Direction des Achats Groupe et les fournisseurs de combustibles gérés par la Division Combustibles Nucléaires ou EDF Trading Logistics pour le compte de la DOAAT). Les informations concernant les autres fournisseurs (fournisseurs directs des filiales⁽²⁾ ou des projets) sont fournies par les donneurs d'ordre respectifs.

La loi sur le Devoir de vigilance prévoit que les filiales qui dépassent les seuils sont couvertes par le plan de vigilance de la maison-mère (c'est le cas de Dalkia filiale d'EDF). Il a été néanmoins retenu qu'Enedis élaborera et publiera son propre Plan de vigilance, et qu'EDF pourra y faire référence dans le plan de vigilance du Groupe.

(1) Sans reprendre de façon exhaustive l'ensemble des éléments contenus dans le présent document de référence.

(2) Hors ceux gérés par la Direction des Achats.

Méthodologie d'élaboration

L'élaboration du plan associe l'ensemble des acteurs du groupe EDF concernés par le sujet, et notamment :

- les directions Corporate : Développement Durable, Juridique, Contrôle des Risques Groupe, Achats Groupe ;
- les entités du Groupe portant des projets à l'international (EDF EN, direction Internationale, DPIH, etc.) ;
- les directions métiers et les sociétés du Groupe (y compris pour leurs filiales et leurs fournisseurs).

Le plan s'appuie sur le corpus existant en matière de :

- politiques Groupe : maîtrise des risques et contrôle interne, gouvernance des filiales et participations, management de projet, éthique et conformité, achats, développement durable, santé sécurité ;
- engagements internes : Charte éthique, Charte Développement durable fournisseurs, code de conduite ;
- engagements externes : Global Compact des Nations Unies, Bettercoal, Label relations fournisseurs responsables, accord RSE.

En complément la thématique « plan de vigilance » a été introduite dans le Guide de contrôle interne sous la forme d'un questionnaire adressé à l'été 2017 à 70 entités du groupe EDF.

La loi précise aussi que le plan a vocation à être élaboré avec les parties prenantes de la Société :

- une présentation de la loi a été faite en comité de suivi de l'accord sur la RSE (CDRS) et une référence au plan sera introduite dans le nouvel accord cadre international négocié avec les syndicats du groupe EDF et deux fédérations syndicales internationales (*IndustriAll et Public services international*). En cas de signature du nouvel accord, un bilan de la mise en œuvre du Plan de vigilance sera présenté tous les ans au Comité de suivi ;
- le plan de vigilance a également fait l'objet d'échanges avec d'autres entreprises dans le cadre de l'association EDH - Entreprises pour les droits de l'homme.

3.1.6.3 Contenu du plan de vigilance du groupe EDF

Le plan de vigilance s'inscrit dans une démarche d'amélioration continue visant à identifier et à minimiser les risques que les activités d'EDF, de ses filiales ou de leurs fournisseurs pourraient faire courir à leurs parties prenantes dans le domaine des droits de l'homme et des libertés fondamentales, de la santé et de la sécurité des personnes et de l'environnement.

Pour ce premier exercice, le contenu ne peut être exhaustif ; il s'agit dans un premier temps de recenser et de compléter les politiques, démarches, actions permettant, à tous les niveaux du groupe EDF, d'identifier les risques liés à ses activités ou à celles de ses fournisseurs, de vérifier qu'ils sont bien sous contrôle ou qu'il faut renforcer les dispositifs existants.

3.1.6.3.1 Une cartographie des risques destinée à leur identification, leur analyse et leur hiérarchisation

Les risques font l'objet d'une cartographie des risques gérée par la direction Contrôle des risques Groupe. Les risques en matière d'environnement, de droits de l'homme et libertés fondamentales et de santé sécurité sont identifiés et couverts par cette cartographie.

Les risques environnementaux sont clairement identifiés, intégrés dans le SME du Groupe (Système de management de l'environnement) et au dispositif de contrôle interne du Groupe. Ils sont en particulier liés à notre activité industrielle et portent principalement sur les émissions de GES, nos impacts sur l'eau, l'air et les sols et la production de déchets conventionnels et radioactifs. Une attention particulière est portée à la préservation de la biodiversité et des services rendus par les écosystèmes, la gestion de la ressource en eau. Le groupe EDF a, à ce titre, engagé avec l'aide du WCMC (*World conservation monitoring center*) un recensement de la sensibilité biodiversité des lieux où sont implantés les sites du Groupe. Les résultats seront connus au cours de l'année 2018.

3. INFORMATIONS ENVIRONNEMENTALES ET SOCIÉTALES – RESSOURCES HUMAINES

Définir et mettre en œuvre notre responsabilité d'entreprise

Les risques liés aux droits de l'homme⁽¹⁾ et aux libertés fondamentales sont appréciés en fonction des pays où l'entreprise, ses filiales et ses fournisseurs opèrent. Une attention particulière est portée sur les projets dans des pays à risque. EDF Energy a également réalisé une cartographie des risques du travail forcé, dont elle a rendu compte dans son « *statement* » exigé par le *UK Modern Slavery Act* 2015.

Pour ce qui est des risques santé sécurité, il s'agit tout d'abord des risques touchant nos salariés et nos prestataires (accidents du travail, maladies professionnelles), des salariés de nos fournisseurs mais également potentiellement les riverains et des communautés locales.

Pour les projets français et internationaux, l'identification des risques est réalisée par criblage pour les projets de plus de 50 millions d'euros examinés en CECEG - Comité des Engagements du Comité exécutif Groupe. La direction internationale s'est également engagée à analyser la conformité de ses projets les plus avancés aux normes IFC (*IFC performance standards on environmental & social management*) pour tous ses nouveaux projets. Par ailleurs, les projets d'EDF Énergies Nouvelles financés par des « *green bonds* » ou par des banques de développement font l'objet d'un *reporting* sur les questions sociales et environnementales auprès des financeurs.

Le chapitre sur les achats responsables (section 3.5.7 « Achats responsables ») détaille l'ensemble de la démarche mise en œuvre par la Direction des Achats Groupe pour l'identification et la maîtrise des risques dans la *supply chain*. Les risques sont appréciés au travers d'un dispositif d'évaluation des segments d'achats (16 sur 253 sont considérés comme à risque majeur et 33 à risque fort), des questionnaires d'autoévaluation (à fin 2017, 1 500 fournisseurs ont été questionnés et 730 évalués et contrôlés) et des audits ciblés (51 en 2017). Les filiales ont également des démarches d'intégration de critères sociaux et environnementaux dans les contrats (Dalkia, EDF Energy, etc.). Parmi les fournisseurs à risques non gérés par la Direction des Achats, on identifie également les fournisseurs de combustibles (charbon, pétrole, uranium, etc.). Par exemple pour l'uranium, les risques identifiés concernent l'environnement et la radioprotection des salariés. EDF Energy a aussi réalisé une analyse des risques associés aux minerais de conflit.

3.1.6.3.2 Des procédures d'évaluation régulière de la situation des filiales, des sous-traitants ou fournisseurs avec lesquels est entretenue une relation commerciale établie, au regard de la cartographie des risques

En 2016 et 2017, le groupe EDF a revu et complété l'ensemble des politiques Groupe (environ 40) auxquelles l'ensemble des entités et des filiales contrôlées sont soumises. On notera en particulier la politique Gouvernance et des participations dont un des principes est la stricte conformité aux réglementations applicables ainsi qu'aux politiques Groupe. Elle est complétée par la politique de Contrôle d'intégrité dans les relations d'affaires (en particulier les partenaires et les fournisseurs), par la politique Éthique et conformité, la politique Achats Groupe, la politique Développement durable Groupe (incluant le respect de l'environnement et des droits de l'homme) et la politique Santé sécurité Groupe (qui inclut l'ensemble de ceux qui concourent à ses activités). L'ensemble des exigences de ces politiques est repris annuellement dans le dispositif de contrôle interne et les revues de performance.

Pour les questions environnementales, le Groupe a mis en place un dispositif d'animation piloté par un comité développement durable et mis en œuvre à l'un du SME du Groupe (certifié ISO 14001 depuis 2002). La performance des entités et des filiales est évaluée annuellement à l'aide de questionnaires de contrôle internes et de revue de performance. Ils font l'objet de plan d'action (voir section 3.1.8.2 « Le pilotage et la prévention des risques environnementaux »). En outre, les Objectifs de Responsabilité d'Entreprises sont désormais intégrés dans la boucle stratégique.

Pour le contrôle des fournisseurs et des sous-traitants, la démarche achats responsables (voir section 3.5.7.3 « Evaluation des fournisseurs ») comporte à la fois des questionnaires d'autoévaluation contrôlés et des audits. En cas de non-conformité, un plan d'action est élaboré avec le fournisseur. Il fait l'objet d'un suivi de la mise en œuvre des corrections demandées.

3.1.6.3.3 Des actions adaptées d'atténuation des risques ou de prévention des atteintes graves

Pour les risques environnementaux, le SME fait l'objet d'un suivi et d'une amélioration permanents ; un programme de formation du personnel et de sensibilisation des parties prenantes impliquées est déployé. Outre les inspections, des audits et exercices de crise sont régulièrement conduits sur les sites de production.

Pour les risques imputables à nos fournisseurs, la démarche achats responsables permet, au vu des résultats des autoévaluations et des audits, de mettre en place des plans d'action pour corriger les non-conformités identifiées. En cas de manquement important, on peut aller jusqu'à la rupture de la relation contractuelle. À titre d'exemple on peut également citer le projet ICOVET qui vise à travailler avec l'ensemble des fournisseurs de vêtements de travail pour mieux identifier les risques, opportunités et enjeux environnementaux, sociaux et économiques dans une approche cycle de vie. EDF a signé en 2010 la charte Relations Fournisseurs responsables et obtenu en 2015 le label « Fournisseurs et achats responsables ». Un des axes retenus est l'amélioration de la performance RSE de nos fournisseurs en particulier dans le partage de nos engagements vis-à-vis de leurs sous-traitants. Les filiales ont également des démarches d'intégration de critères sociaux et environnementaux dans les contrats (Dalkia, EDF Energy, etc.).

S'agissant du charbon, EDF est membre fondateur de Bettercoal, initiative lancée en 2011 qui réunit des énergéticiens, des institutions portuaires et des terminaux de charbon. Il s'agit d'un dispositif qui vise à faire progresser la RSE dans la chaîne d'approvisionnement du charbon, tout particulièrement au niveau des sites miniers, et à s'assurer que les droits fondamentaux (droits de l'homme, conditions de travail, vie des travailleurs et des communautés, protection de l'environnement...) sont respectés. L'activité Trading et fret charbon d'EDF Trading a été acquise en avril 2017 par JERA Trading (JERAT). Les contrats d'achat de charbon étant repris par JERAT à compter de 2018, et JERAT rejoignant Bettercoal, EDF a choisi de ne pas renouveler son adhésion en 2018. EDF, qui a fait partie des membres fondateurs de Bettercoal, demeure un actif promoteur de Bettercoal et a souhaité que ses approvisionnements restent couverts par Bettercoal.

Pour ce qui est de l'uranium, EDF s'approvisionne principalement *via* des contrats diversifiés en termes d'origines et de fournisseurs. Afin de s'assurer des bonnes conditions environnementales, sociales et sociétales d'extraction et de traitement du minerai, EDF a initié depuis 2011 un dispositif d'audits de mines sur la base d'une méthode élaborée avec WNA (World Nuclear Association) constituant un cadre standardisé et reconnu par tous les acteurs de la filière. Elle prend en compte la problématique des droits humains et des libertés fondamentales : droits de l'homme, registre d'alertes, droits des personnes indigènes, liberté d'association. La question de la sécurité dans le cadre de l'activité minière est particulièrement soulignée (sécurité du process, radioprotection), et l'environnement est largement pris en compte, notamment concernant les questions liées à l'eau, la biodiversité, les déchets, la réhabilitation du site après exploitation. EDF réalise à minima deux audits par an. À l'issue des audits, un suivi est réalisé. Les contrats signés par EDF ont été progressivement complétés par des clauses listant les attentes d'EDF en matière de respect par le fournisseur et ses sous-traitants des droits fondamentaux et des principaux standards internationaux. EDF envisage de développer des outils d'autoévaluation pour compléter son dispositif.

Enfin on peut noter que la démarche « plan de vigilance » fera l'objet d'une sensibilisation sur les questions environnementales et de respect des droits de l'homme en ciblant en priorité le management et les fonctions plus directement concernées (acheteurs, auditeurs). Elle se traduit en particulier par un enrichissement des formations achats responsables, droits de l'homme, environnement notamment par la mise à disposition de l'ensemble du personnel français et des filiales de modules de *e-learning*.

3.1.6.3.4 Un mécanisme d'alerte et de recueil des signalements relatifs à l'existence ou à la réalisation des risques, établi en concertation avec les organisations syndicales représentatives dans ladite société

Afin de répondre aux exigences de la loi Sapin II, EDF a fait évoluer son dispositif d'alerte éthique et conformité existant : un dispositif unique pour l'ensemble des

(1) À titre d'exemple, ont été identifiés des risques tels que le risque de travail forcé en matière de transport de fioul, ou risque de violation de droits des peuples autochtones dans le cadre de projets industriels.

signalements relevant de la loi Sapin II et, lorsque ceci sera possible⁽¹⁾, de la loi Devoir de vigilance, devrait être mis à disposition de tous les salariés du Groupe en France et à l'étranger (hors filiales du secteur régulé) à compter du 30 avril 2018. La conception du dispositif a fait l'objet d'une série de concertation avec les organisations syndicales et les institutions représentatives du personnel et d'une présentation formelle en CCE le 18 janvier 2018. Par ailleurs, certaines filiales disposent de dispositifs d'alerte qui seront maintenus⁽²⁾.

3.1.6.3.5 Un dispositif de suivi des mesures mises en œuvre et d'évaluation de leur efficacité

Dans le courant de l'année 2018, la cartographie des risques sera complétée et le dispositif de contrôle interne sera adapté pour préparer le bilan de la mise en œuvre du plan dès 2019. Par ailleurs, l'accord-cadre mondial sur la responsabilité sociale du groupe EDF⁽³⁾ prévoit la présentation du bilan du plan de vigilance au niveau du groupe EDF dans le cadre du dispositif de suivi de l'accord.

3.1.7 DROITS DE L'HOMME

En raison de ses activités industrielles, de celle de ses filiales en France et à l'international, en particulier dans la conduite de nouveaux projets à l'international, ainsi que celles de ses fournisseurs, EDF peut être exposée, directement ou indirectement, à des risques de violations des droits de l'homme.

Pour identifier et maîtriser ces risques, EDF répond aux exigences réglementaires qui lui sont applicables en France et à l'international et a pris des engagements complémentaires dans ses politiques ou en adhérant à des initiatives collectives. En outre, EDF forme et sensibilise ses salariés aux risques liés aux droits de l'homme, prend des mesures de diligence raisonnable à toutes les étapes de ses projets et au travers du contrôle des activités de ses filiales et de ses fournisseurs. Enfin, il permet à toutes les parties prenantes de faire remonter des informations grâce à un mécanisme d'alerte et rend compte des éventuelles controverses auxquelles elle est susceptible de faire face.

3.1.7.1 Politiques et engagements en matière de droits de l'homme

Dans sa politique Développement Durable Groupe de mars 2017, EDF réaffirme qu'elle ne tolérera « aucune atteinte aux droits de l'homme dans toutes ses activités et chez ses fournisseurs » ; pour ce faire elle garantit la conformité aux réglementations nationales qui la concernent : pour l'ensemble du groupe EDF et de ses fournisseurs dans le cadre de la loi sur le Devoir de vigilance des sociétés mères et des entreprises donneuses d'ordre publiée en 2017 et sur la question du travail forcé dans le cadre du UK Modern Slavery Act 2015 pour ses filiales britanniques EDF Trading et EDF Energy. La politique se réfère également aux standards internationaux de référence dans le domaine⁽⁴⁾.

EDF a adhéré au Global Compact des Nations Unies depuis 2001 et atteint le niveau « advanced » depuis 2012. Fin 2017, ses filiales EDF Energy, EDISON, EDF Luminus et Dalkia ont également atteint le niveau « advanced ».

D'autres engagements, notamment relatifs au respect des conventions fondamentales de l'OIT ont été pris par le groupe EDF dans sa Charte éthique et dans son Accord RSE signé en 2009. Cet accord affiche l'engagement « à respecter et à faire respecter » les conventions fondamentales de l'OIT dans toutes les sociétés qu'il contrôle ; cela vise notamment les Conventions 87 et 98 qui garantissent la liberté syndicale et les principes de la négociation collective. En 2012, EDF a conclu la signature d'une convention collective en Chine⁽⁵⁾ ; le Comité syndical d'EDF Chine (sept membres élus pour cinq ans) représente les salariés

d'EDF Chine dans le respect des lois chinoises, mais aussi des principes et valeurs du groupe EDF.

3.1.7.2 Mesures de diligence raisonnable

La question du respect des droits de l'homme dans le cadre de l'activité de chaque salarié est portée par des actions de sensibilisation et de formation sous la forme d'un *e-learning*, disponible en français et en anglais, ainsi que sous forme présenteielle ; par exemple, les chefs de projet, ou les acheteurs pour lesquels le *e-learning* droits de l'homme est même un prérequis au suivi du stage achats responsables.

Le Groupe prend en compte les impacts sur les droits de l'homme dans les critères de criblage de ses investissements, et dans l'accompagnement de ses projets, notamment lorsque ces investissements se réalisent dans des pays considérés comme à risques.

Le respect des droits de l'homme chez les fournisseurs est inscrit dans la démarche achats responsables. Pour les approvisionnements en combustible une démarche particulière est mise en œuvre en particulier pour le charbon et pour l'uranium (audits des mines).

3.1.7.3 Mécanisme d'alerte et reporting⁽⁶⁾

La loi Devoir de vigilance impose la mise en place d'un mécanisme d'alerte ouvert non seulement aux salariés du groupe EDF mais également à toutes personnes souhaitant faire un signalement. Les alertes concernant une atteinte aux droits de l'homme seront transmises à la direction Développement Durable qui les traitera et en rendra compte chaque année. Les filiales possèdent également un dispositif d'alerte éthique⁽⁷⁾.

3.1.8 ORGANISATION ET DÉPLOIEMENT DE L'ACTION

3.1.8.1 La direction Développement Durable

La direction Développement Durable (DDD) est rattachée au directeur Innovation Stratégie Programmation (DISP), membre du Comité exécutif.

Elle conduit son action autour de trois orientations fortes :

- contribuer à la transformation stratégique du Groupe en accompagnant métiers et projets dans la prise en compte concrète des enjeux environnementaux et sociaux dans les choix et dans les gestes professionnels ; cette orientation se déploie notamment par l'intégration des six priorités qui constituent les Objectifs de Responsabilité d'Entreprise dans le cadrage stratégique et par le processus de criblage des nouveaux projets sous l'angle du développement durable ;
- renforcer et rendre visible notre performance non-financière, c'est-à-dire à la fois garantir la qualité des données en tenant compte des attentes de nos parties prenantes (investisseurs, clients, agences, ONG), et également rendre visible la contribution du Groupe à la transition énergétique ;
- animer le développement durable dans le Groupe : animation corporate des métiers et des filiales au sein du SDC (Sustainable Development Committee), animation des réseaux internes dédiés comme le système de management environnemental ou les réseaux de veille anticipative, animation de la relation et du dialogue avec les partenaires externes.

La direction Développement Durable s'appuie sur un Comité Développement Durable Groupe, composé de représentants désignés par les membres du Comité

(1) Sous réserve de l'autorisation de la CNIL d'ouvrir le dispositif à l'externe.

(2) Voir par exemple, pour EDF Energy le dispositif « Confidential Reporting of Serious Concerns procedure » ouvert à tous ses salariés et à ceux de ses sous-traitants. Des projets importants ont également leur propre recueil de plaintes (barrage de Nachtigal au Cameroun) : <http://www.nachtigal-hpp.com/index.php/gestion-des-requetes-et-des-plaintes.html>

(3) Il doit être signé en 2018.

(4) Principes directeurs de l'ONU relatifs aux entreprises et aux droits de l'homme, et principes directeurs de l'OCDE à l'intention des entreprises multinationales. Par ailleurs, dans sa Charte éthique, le groupe EDF se réfère explicitement à la Déclaration universelle des droits de l'homme, aux conventions de l'Organisation internationale du travail (OIT) garantissant les principes et les droits fondamentaux du travail et luttant contre les discriminations, à la Déclaration sur l'élimination de toutes les formes de discriminations à l'égard des femmes, et à la Déclaration sur les droits de l'enfant.

(5) Précisions sur la convention collective Chine : le contrat collectif a été mis en place en 2013, pour les salariés de notre holding en Chine, avec pour objectifs principaux d'améliorer de façon continue les conditions de travail et d'emploi des salariés, et de promouvoir le dialogue social.

(6) À ce jour, voir 3.1.4.6. « Le dispositif d'alerte ».

(7) Voir section 3.1.6.3.4 « Un mécanisme d'alerte et de recueil de signalements relatifs à l'existence ou à la réalisation des risques, établi en concertation avec les organisations syndicales représentatives dans ladite société ».

3. INFORMATIONS ENVIRONNEMENTALES ET SOCIÉTALES – RESSOURCES HUMAINES

Définir et mettre en œuvre notre responsabilité d'entreprise

exécutif pour assurer le pilotage et le suivi des principaux enjeux du développement durable du Groupe ; par exemple, la prise en compte du changement climatique au sein de l'entreprise, le pilotage du système de management environnemental du Groupe ou le suivi des Objectifs de Responsabilité d'Entreprise (ORE), présentés à l'Assemblée générale en mai 2016. C'est aussi un espace de partage d'expérience et d'échange entre les métiers du Groupe.

L'intégration de la Direction du Développement Durable au sein de la DISP contribue à la prise en charge des enjeux de développement durable du Groupe au sein du processus de décision tant au niveau du criblage des projets d'investissement (via le processus CECEG), qu'au plan du processus stratégique.

3.1.8.2 Le pilotage et la prévention des risques environnementaux

En l'absence d'une gestion adéquate, les activités du Groupe pourraient être à l'origine d'impacts significatifs sur l'environnement. C'est pourquoi, en tant que Groupe responsable, EDF met en œuvre une politique de gestion de ses risques sur les plans opérationnel, financier et organisationnel dans le respect des réglementations en vigueur.

Les risques environnementaux, y compris ceux liés au changement climatique, sont totalement intégrés au système de management de l'environnement et au dispositif de contrôle interne du Groupe en lien avec la gestion des risques Groupe. Ils font l'objet de plans d'action découlant des orientations de la politique de développement durable du Groupe.

L'actualisation de la cartographie des risques 2017 ⁽¹⁾ conforte l'analyse des risques et ne souligne pas de nouveaux risques environnementaux. À fin 2017, compte tenu de la cession des activités polonaises et de l'arrêt de la centrale thermique au fuel de Porcheville, le Groupe compte 9 sites Seveso seuil haut et 26 sites seuil bas ⁽²⁾ ; Dalkia intervient en tant que prestataire sur 81 sites Seveso seuil bas.

En 2017, comme les années précédentes, les éléments les plus significatifs, en termes d'enjeux économiques et financiers relatifs aux risques environnementaux portent sur les sujets suivants : le changement climatique et les émissions de GES ; le déploiement des actions d'efficacité énergétique ; les impacts des activités d'EDF sur l'air, l'eau, les sols et la production de déchets ; la préservation de la biodiversité et des services rendus par les écosystèmes et la gestion de la ressource en eau.

Prévention des risques et pollutions

Pour maîtriser les risques d'incidents ou d'accidents industriels pouvant porter atteinte au milieu naturel ou à la santé publique, EDF met en œuvre :

- un système de management environnemental Groupe, suivi et amélioré en permanence dans les entités et sur les sites ;
- une politique active d'investissements et un programme de déconstruction d'actifs industriels dont l'exploitation est arrêtée, qui comporte si nécessaire des opérations de dépollution ⁽³⁾ ;
- un programme de formation du personnel et de sensibilisation de toutes les parties impliquées ;
- des inspections et des audits sur les sites de production ;
- une politique de gestion de crise, qui prévoit notamment des tests réguliers des organisations de crise au travers d'un programme annuel d'exercices de crise (voir section 2.2.2.1.2 « La gestion de crise et la continuité d'activité »).

Pour réduire ces risques, les entités du Groupe mettent en œuvre un programme d'élimination ou de substitution de certaines substances (PCB, produits chimiques) par des produits plus respectueux de l'environnement. Ces travaux visent en priorité les substances CMR (cancérogènes, mutagènes et repro-toxiques) ou considérées comme extrêmement préoccupantes. Dalkia dispose depuis plusieurs années d'un programme visant à substituer les produits CMR pour les analyses d'eau et de

crendes dans les activités de traitement d'eau des piscines et de biomasse. Quelques exemples de produits ayant été remplacés : formaldéhyde (mesures amibes), diluant PU41 (CEIDRE), adjuvant bouchage coques bétons après accord ANDRA (centrales nucléaires). D'autres études sont en cours notamment à EDF Energy et EDF SA afin de progresser encore, notamment sur les fluides de commande hydraulique, le chromate de potassium (inhibiteur de corrosion), le formol (calorifuges) et les huiles éco-acceptables en remplacement des huiles minérales (DPIH).

Localement, chaque unité opérationnelle et société du Groupe identifie les événements qui peuvent avoir un impact environnemental, gère les situations d'urgence qui peuvent en découler, réalise les exercices de crise correspondants, met en œuvre un suivi et communique sur les événements environnementaux relevant de sa responsabilité.

Durant l'année 2017, il n'y a pas eu d'événement environnemental à enjeu ⁽⁴⁾. Quelques incidents, sans impact environnemental ou sanitaire majeur, ont principalement concerné des fuites ou déversements d'hydrocarbures ou d'acide. Ils ont été maîtrisés selon les procédures d'urgence en vigueur et ont permis de limiter fortement leur impact sur l'environnement naturel. Deux événements sont cependant à signaler : la découverte d'un stockage historique de déchets sur le site de construction de Flamanville datant de la construction des premiers réacteurs et la mort d'un aigle royal (espèce protégée emblématique) lors d'un choc avec une éolienne sur le site d'Aumelas exploité par EDF EN. Par ailleurs, après le passage de l'ouragan Irma, le plus fort jamais enregistré dans l'Atlantique, les systèmes électriques des îles de Saint Martin et Saint Barthélemy ont été pratiquement détruits, les systèmes électriques de la Martinique et la Guadeloupe ont été gravement touchés par le passage de l'ouragan Maria.

Certains des événements environnementaux peuvent être suivis de contentieux, issus de plaintes déposées par des ONG ou associations ou de mises en demeure des autorités de régulation nationales (ASN, préfecture, etc.). En 2017, aucune condamnation définitive n'a été prononcée à l'encontre d'EDF en France.

Le système de management environnemental (SME)

Afin de coordonner l'ensemble des objectifs et des actions issus de ses engagements et de sa politique de Développement durable, le groupe EDF a mis en place une animation à l'échelle du Groupe, pilotée par un Comité Développement Durable (SDC) et mise en œuvre pour la partie environnementale (y compris ceux liés au changement climatique) à l'aide d'un système de management environnemental (SME).

Le SME du groupe EDF est certifié selon la norme internationale ISO 14001 sur un périmètre représentant la quasi-totalité du chiffre d'affaires consolidé d'EDF et de ses filiales (hors Enedis) et participations ⁽⁵⁾. Cette certification ISO 14001 va même au-delà du périmètre consolidé du Groupe avec de nouvelles filiales certifiées ISO 14001 comme IFOPSE., le groupe EDF a maintenu sa certification avec un renouvellement numéro 5 pour la période 2017-2020 qui a été obtenu en mai 2017 et acté par la remise du certificat Groupe au Président d'EDF par le DG d'AFNOR.

En 2017, et dans le cadre de l'amélioration continue du SME, la tête de Groupe et de nombreuses directions et filiales ont été certifiées sur la base de la nouvelle version 2015 de la norme ISO 14001. Après le choix de certaines filiales de renoncer à la certification ISO 14001, une analyse de l'organisation du SME a confirmé l'importance du SME Groupe en vue de garantir la maîtrise des risques environnementaux des projets et activités, ainsi que l'intérêt de la certification ISO 14001 de niveau Groupe ; ceci est doublement justifié au regard des attentes des parties prenantes et du levier de motivation interne que cette reconnaissance suscite.

83 % des sites d'ingénierie et de production ⁽⁶⁾ déjà certifiés (centrales nucléaires, thermiques et hydrauliques) ont maintenu leur certification OHSAS 18001 en 2017,

(1) Voir section 2.1 relative à la cartographie des risques du groupe EDF.

(2) (2) Seuil haut et seuil bas : les établissements industriels sont classés « Seveso » en fonction des quantités et des types de produits dangereux qu'ils accueillent. Il existe ainsi deux seuils différents classant les établissements en « Seveso seuil bas » ou en « Seveso seuil haut ». Les exigences associées à ces deux types sont très différentes ; elles sont fortement contraignantes pour le seuil haut, notamment quant au système de gestion de la sécurité, à l'information du public, au plan de prévention, etc.

(3) Ces opérations de dépollution peuvent concerner des situations de contamination et de dénaturation antérieures à la phase d'exploitation par EDF.

(4) Événement environnemental à enjeu : événement affectant gravement l'environnement (espaces, ressources et milieux naturels, sites et paysages, qualité de l'air, espèces animales et végétales, diversité et équilibres biologiques) et ayant un fort impact médiatique ou ayant un impact financier supérieur à 3 millions d'euros. L'événement affectant l'environnement susceptible de porter atteinte à la santé humaine entre dans le champ d'application de l'événement à enjeu pour le groupe EDF.

(5) Cf. résultats indicateurs environnementaux.

(6) 3 sites nucléaires (Cattenom, Dampierre, Saint-Alban) ; 4 sites thermiques (Le Havre, Blénod, Martigues, Cordemais) ; 1 site hydraulique (DTG) ; 2 centres d'ingénierie (CNEPE, CNEN) ; ainsi que de nombreuses filiales (ES, SOCODEI, EDF EN Services, PEI, Dalkia France, Groupe Tiru).

audit réalisé par l'organisme externe indépendant AFNOR, qui a effectué 20 audits OHSAS 18001 en 2017 pour le compte du Groupe EDF.

Quelques actions significatives illustrent les améliorations de la période récente :

- mise en œuvre de la migration des entités certifiées vers la version 2015 de la norme ISO 14001 avec optimisation de leur SME ;
- révision des processus opérationnels et des analyses environnementales dans une perspective de cycle de vie et prise en compte de l'écoconception ;
- intégration des Objectifs de Responsabilité d'Entreprise et de la nouvelle politique Développement Durable du Groupe dans les plans d'actions des entités ;
- mise en œuvre du nouvel outil HSE compliance dans l'organisation GREEN de la veille de conformité réglementaire ;
- amélioration des performances environnementales dans la maîtrise des rejets chimiques et radioactifs ;
- mise à l'arrêt d'actifs de production carbonés (tranches fioul) ;
- poursuite de l'adaptation des ouvrages hydrauliques à la continuité écologique ;
- réduction de l'impact lumineux et économie d'énergie ;
- valorisation des déchets conventionnels et radioactifs ;
- poursuite des programmes d'actions en faveur de la biodiversité dans de nombreuses entités et inventaire du foncier ;
- nouvelles offres « vert électrique » aux clients particuliers avec les énergies renouvelables ;
- optimisation du mix énergétique dans les territoires avec le développement des EnR et de l'efficacité énergétique ;
- intégration plus forte de la démarche achats responsables dans les spécifications et actes d'achats ;
- dématérialisation et optimisation des déplacements (webconférence) et parc de véhicules électriques ;
- nouveaux programmes de recherche (biodiversité, intelligence artificielle, batteries, etc.) ;
- poursuite de la culture environnementale des salariés et communication de nos engagements auprès des clients et parties prenantes.

3.1.8.3 Les réseaux de veille Développement durable

L'élaboration de politiques environnementales et énergétiques nationales et régionales, et en particulier l'accroissement des exigences réglementaires sont une source de risques à anticiper, mais également d'opportunités à saisir pour EDF. De ce fait, depuis les années 1990, EDF a mis en place un dispositif de veille anticipative afin de mobiliser et de coordonner au mieux les ressources internes.

Il s'agit d'agir le plus en amont possible :

- en renforçant la détection et la qualification des risques et opportunités ;
- en facilitant le partage entre métiers, directions géographiques et sociétés du Groupe sur les enjeux transverses pour davantage de synergies ;
- en améliorant la visibilité des dirigeants sur les risques et opportunités ;
- en contribuant à accroître l'efficacité des actions de défense des intérêts du Groupe, en France comme à l'International.

Le dispositif de veille anticipative s'appuie sur le travail de groupes thématiques appelés « réseaux », dont les réseaux eau, déchets et sols, air, biodiversité, risques industriels, efficacité énergétique, précarité énergétique, santé, changement climatique. Chaque réseau est composé de quinze membres issus des différents métiers du Groupe et se réunit chaque trimestre pour partager une vision globale ; il s'agit non seulement d'anticiper les évolutions à venir, mais aussi de renforcer la capacité de conseil du Groupe. Chaque réseau travaille en étroite collaboration avec la direction juridique, la direction des affaires publiques et la direction des affaires européennes. Les pilotes de chaque réseau se réunissent chaque mois en Agence du Développement Durable qui veille à la transversalité des approches et s'assure de la meilleure prise en compte des enjeux du Groupe, dans un regard global et de long terme.

(1) Voir section 1.6 « Recherche et développement, brevets et licences ».

Ce dispositif est au service de trois enjeux fondamentaux pour le Groupe :

- un enjeu de conformité réglementaire pour garantir aux dirigeants notre capacité à démontrer la prise en compte des réglementations de toute nature ;
- un enjeu business vis-à-vis de la création ou de la destruction de valeur induite par les différentes clauses réglementaires ;
- un enjeu de réputation, l'ensemble des parties prenantes (y compris les agences d'évaluation financière et extra-financière) étant de plus en plus impliquées sur ces dimensions.

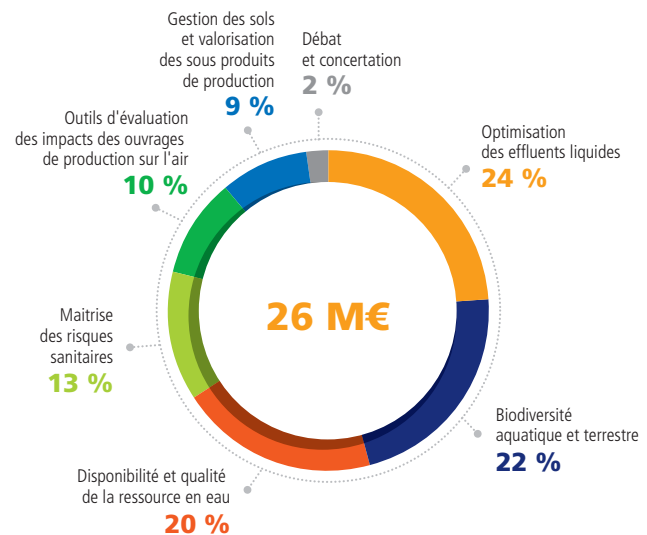
3.1.8.4 La R&D au service du Développement durable (1)

Les nouvelles attentes sociétales, l'évolution des technologies ou des règles du jeu du secteur électrique invitent à l'innovation et placent les questions de R&D au cœur de la réussite de l'ambition du Groupe. Dans le cadre de CAP 2030 et de la Politique de développement durable, les actions menées en matière de R&D concourent, à l'amont comme à l'aval des activités du Groupe, à l'optimisation à moyen et long termes de ses performances économiques, environnementales et sociétales.

La R&D d'EDF concourt à la réalisation des objectifs énergétiques et climatiques à moyen et long termes de la transition énergétique et contribue à développer de nouvelles technologies dans les énergies renouvelables et les solutions de stockage en vue notamment de pallier l'intermittence des énergies renouvelables ; d'intégrer le numérique et les nouvelles technologies de l'information au système électrique et au monde des objets interconnectés ; d'enrichir son offre de services énergétiques avec de nouvelles solutions issues de la digitalisation pour tous les clients. EDF vise aussi la préservation des ressources naturelles et de la santé humaine via des solutions de réduction des rejets dans l'eau, l'air ou les sols, dans la logique de l'économie circulaire.

En France, EDF consacre environ 19 % de son budget R&D à la protection de l'environnement (voir section 1.6.1 « Organisation de la R&D et chiffres clés »).

En particulier, le programme R&D d'EDF portant sur la maîtrise des interactions entre ses installations de production et l'environnement, en particulier l'air, l'eau, les sols, la santé et la biodiversité est doté en 2017 d'un budget de 26 millions d'euros réparti comme suit :



Pour d'autres illustrations quant à l'engagement de la R&D sur les grands enjeux de développement durable, voir par exemple les sections 3.3.1 « Stratégie de décarbonation du groupe EDF », 3.3.2 « Stratégie d'adaptation au changement climatique », 3.4.5 « Gestion de la biodiversité et protection du capital environnemental », 3.5 « Agir positivement sur les territoires et renforcer le dialogue », 3.2.3 « Contribution à la lutte contre la précarité énergétique ».

En 2017, différentes actions sont encore venues renforcer l'engagement de la R&D d'EDF en matière de développement durable comme en témoignent les exemples suivants.

3. INFORMATIONS ENVIRONNEMENTALES ET SOCIÉTALES – RESSOURCES HUMAINES

Offrir une énergie durable, sûre et performante

- Élaboration et lancement de deux nouveaux programmes de recherche : le projet « Biodiv' » développé en appui à l'Objectif de responsabilité d'entreprise n° 6 « une approche positive de la biodiversité » et qui constitue l'un des projets les plus ambitieux d'EDF Lab avec un investissement de plus de 5 millions d'euros par an pour que la Biodiversité devienne un atout pour une production d'électricité responsable intégrée à son territoire ; un projet sur le croisement de l'intelligence artificielle et des bases de données environnementales afin de générer de nouvelles connaissances, de nouvelles méthodes et de nouveaux outils d'anticipation pour la prise en compte des changements globaux notamment ;
- Participation au Projet européen EU-SysFlex lancé en novembre 2017 et dont EDF R&D assure la coordination technique. Ce programme vise à démontrer le potentiel d'intégration d'un taux élevé d'énergies renouvelables variables dans un système électrique robuste. Pour ce faire, l'optimisation et le pilotage coordonné de services de flexibilités (stockage centralisé et décentralisé, demande, services des groupes conventionnels et des ENR, etc.) seront développés et testés sur six démonstrateurs innovants répartis en Europe ;
- Mise en place par le groupe Météorologie Appliquée de la R&D d'un Service Climatique interne en appui de toutes les entités du groupe EDF confrontées aux impacts du changement climatique : fourniture de données localisées et adaptées aux besoins sur l'évolution du climat au 21^e siècle, outils de traitement et d'analyse dynamique, appui d'experts sur les questions liées au climat ;
- Constitution d'un nouveau groupe R&D « Territoires & Économie Circulaire » dont les recherches portent sur la valorisation des ressources en optimisant l'intégration des systèmes multi-énergétiques locaux et sur la gestion des sols et des déchets ;
- Création de « ZnR Batteries », spin-off du groupe EDF dédiée au développement de batteries zinc-air. Cette technologie utilise des matériaux faciles d'accès et non polluants pour fabriquer des batteries rechargeables évitant les risques de surchauffe, voire d'explosion.

La R&D en matière développement durable revêt également une dimension Groupe. Ainsi, EDF Energy UK Center fait partie intégrante du réseau R&D du Groupe. Il est responsable des activités de recherche et développement au Royaume-Uni et est engagé dans des projets traitant de multiples sujets dont le nucléaire, l'éolien offshore, l'intégration des ENR variables, les smart cities, les réseaux du futur, l'électrification des transports, le véhicule électrique, l'efficacité énergétique, les compteurs intelligents, l'innovation numérique.

En matière de décarbonation des usages énergétiques par exemple, R&D UK :

- contribue au programme gouvernemental « *Smart Systems and Heat* » qui vise à élaborer une feuille de route et à faire la démonstration de technologies et de modèles d'affaires novateurs permettant de fournir de la chaleur bas carbone à 28 millions de foyers en 2050 ;
 - développe des démonstrateurs à grande échelle de *vehicle to grid* (V2G) afin d'évaluer les services auxiliaires rendus au réseau par les véhicules électriques et les nouvelles sources de revenu pour les consommateurs permettant d'améliorer le business modèle et d'accélérer le développement du VE.
- Des synergies sont développées avec la R&D du groupe EDF. Par exemple, EDF Energy UK Center pilote le projet « *Offshore Wind* » pour l'ensemble du Groupe. Il a également mené avec EDF R&D une analyse du fonctionnement du système électrique britannique pour un niveau élevé de pénétration des énergies renouvelables variables. Cette étude a mis en évidence l'impact de différents *market designs* et mécanismes incitatifs pour les ENR sur la sécurité du système et sur les revenus des différentes technologies de production.

3.2 OFFRIR UNE ÉNERGIE DURABLE, SÛRE ET PERFORMANTE

3.2.1 OFFRES CLIENTS INNOVANTES

Dans un contexte d'évolution du marché de l'énergie (numérisation et interconnectivité, développement des systèmes intelligents, intensification de la concurrence, apparition d'acteurs disruptifs), l'innovation au service de nos clients est un enjeu stratégique pour répondre à leurs attentes (cf. enjeu n° 4, Offres clients innovantes).

Marché des particuliers

En France, la filiale EDF ENR commercialise l'offre d'autoconsommation « mon soleil et moi » qui répond à l'ambition de certains des clients d'être acteurs de leur énergie en produisant et en consommant de l'électricité produite par des panneaux photovoltaïques.

Depuis fin 2016, la société Soweé commercialise auprès des particuliers sa Station connectée : un objet et une application spécialement conçus pour piloter sa consommation d'énergie, optimiser son confort, et commander à distance les objets connectés du quotidien.

Associée aux offres de gaz naturel et d'électricité Soweé, la Station connectée permet notamment aux clients de Soweé de disposer d'un service de pilotage de leur chauffage individuel gaz ou électricité à l'euro ou au degré près, en suivant leurs consommations d'énergie au jour le jour.

EDF a lancé en octobre 2017 la « gamme Vert Électrique », une gamme d'offres vertes en électricité qui s'adresse aux Particuliers qui souhaitent contribuer à la transition énergétique et qui répond aussi aux nouveaux usages de l'électricité.

La solution e.quilibre, accessible depuis l'espace client sur edf.fr et sur l'appli EDF & MOI, compte aujourd'hui plus de 2 millions d'utilisateurs.

Ce dispositif a été complété en 2017 par de nouvelles solutions, destinées à améliorer l'information de nos clients sur les économies d'énergies et à favoriser leur engagement pour les maîtriser :

- « Mon fil d'Actu », sur l'appli EDF & MOI, propose aux clients disposant d'un compteur communicant Linky, de suivre quotidiennement leur consommation

d'électricité, exprimée en kilowattheure et en euros, et d'être informés sur des éco-gestes afin d'agir sur leurs consommations et ainsi réduire leur facture ;

- depuis le mois de mai 2017, chaque client d'EDF est destinataire du « Bilan Ma Conso & Moi », un bilan personnalisé de sa consommation, accompagné d'un récapitulatif annuel de ses factures. Ce bilan peut être numérique ou papier.

2017 a également été marquée par le lancement d'Electriscore. Cette plateforme en ligne guide les internautes dans leur achat d'appareils électroménagers à haute performance énergétique.

Par ailleurs, pour aider les Particuliers à réaliser des travaux de rénovation énergétique dans leur logement, EDF a lancé en 2017 la plateforme numérique « Prime Énergie » d'EDF. Le site www.prime-energie-edf.fr permet aux internautes de réaliser les démarches pour obtenir une prime contribuant au financement des travaux envisagés.

Le site edf.fr offre également plusieurs outils pour accompagner les travaux envisagés :

- plusieurs simulateurs permettent aux internautes de mesurer par exemple l'étiquette énergie de leur logement et d'estimer le coût des travaux envisagés et les aides éventuelles pour aider à les financer ;
- on peut également y trouver, dans la rubrique « Trouver un Pro », les Partenaires Solutions Habitat d'EDF, et consulter les avis clients les concernant.

Enfin, grâce à la plateforme EDF Pulse&You, EDF co-construit avec les internautes les produits et les offres de demain. Depuis le lancement de cette plateforme en 2016, plus de 6 000 internautes se sont engagés dans la démarche et ont partagé plus de 40 000 contributions. Une bonne partie de ces contributions ont visé à tester et à améliorer des objets connectés qui permettront d'améliorer le confort des consommateurs demain. Ces objets ont été proposés avec l'aide de 10 start-up partenaires, à l'image du pommeau de douche connecté « Hydrao », destiné à faire faire des économies d'eau et d'énergie.

En Italie, en mars 2017, Edison a lancé une nouvelle gamme de services, Edison World, pour répondre à trois objectifs : un logement automatisé (Edison *Smart Living*), sûr et protégé (Edison *Casa Relax*), avec une transparence sur les coûts énergétiques, et alimenté par de l'énergie verte (Edison *World Luce e gas* et Edison

my Forest). Edison *Smart Living* est un « *starter kit* », qui transforme tout logement en un logement intelligent qui peut être géré à distance avec une appli, qui le rend plus confortable et aide les clients à consommer mieux. Les points forts de ce *starter kit* incluent le fait qu'il est extrêmement flexible, permettant aux utilisateurs de l'adapter à leur logement pour qu'il réponde à leurs besoins, et qu'il est très facile à utiliser, rendant inutile l'aide d'un installateur.

En juillet 2017, Edison a lancé « *My comfort* », une offre destinée aux familles qui souhaitent remplacer leur chaudière par un modèle à haut rendement qui peut économiser jusqu'à 30 % de la consommation de gaz. *My Comfort* propose des solutions prêtes à l'emploi, modulées selon trois niveaux de services connectés (installation, quatre années de maintenance, cinq ans d'extension de garantie, thermostat intelligent...).

Au Royaume-Uni, Blue Lab travaille sur une suite de produits pour les clients résidentiels. Avec le déploiement des compteurs intelligents, un *Computer Aided device* (CAD) est en cours de test et devrait être proposé avec une appli (REVI) aux clients qui montrera en temps réel leur consommation et proposera des mesures d'efficacité énergétique. Blue Lab a également déployé une appli (HAWK) qui permet aux clients de comprendre la consommation des différents appareils. Ceci leur permet de comprendre les raisons de factures élevées, et se trouve en cours de test par l'équipe de traitement des réclamations client. À l'avenir, elle sera mise à disposition de tous les clients en ligne à travers l'appli *My Account*. Avec la R&D, Blue Lab a aussi développé la fonctionnalité Alexa pour Amazon Echo qui permet aux clients d'accéder à leur compte EDF Energy par contrôle vocal. Un nouveau tarif intitulé « *Control and Connect* » inclut Amazon Echo dans l'offre et connaît une demande importante.

En Belgique, EDF Luminus a lancé en décembre 2016, la plateforme « *Ma consommation* » qui permet maintenant à tous les clients résidentiels d'accéder à leurs données de consommation enrichies. Ils disposent ainsi d'une vision mensuelle de leur consommation (gaz et électricité), séparée par type de compteur. La consommation est évaluée selon le profil du client, de même que les coûts correspondants, et une comparaison avec les années précédentes et les foyers similaires est proposée, ainsi que des conseils.

Marché des entreprises

Comme sur le segment des particuliers, EDF vient de lancer une offre d'autoconsommation sur le marché des entreprises pour permettre aux clients entreprises d'être acteurs de leur production et consommation d'électricité. De plus en plus de clients grands comptes sollicitent EDF sur la base de questionnaires ESG à renseigner en vue d'évaluer la performance Développement Durable d'EDF, incluant un focus « carbone »⁽¹⁾. EDF répond par exemple aux questionnaires de plusieurs plateformes dédiées⁽²⁾.

Ainsi EDF est qualifiée par l'AFNOR pour réaliser l'audit énergétique obligatoire pour ses clients, selon les exigences de la norme NF EN 16247 et celles de la réglementation. Au-delà de la réglementation, l'objectif de cette nouvelle offre pour EDF est d'aider les clients à améliorer leur efficacité énergétique, au service de leur performance et de leur compétitivité. De plus, EDF Marché d'Affaires a innové en lançant les premiers audits énergétiques 100 % digitaux. Cette innovation va permettre à EDF Marché d'Affaires d'être plus en proximité avec notamment nos clients tertiaires et de les accompagner dans leur transition énergétique.

EDF Marchés d'Affaires propose aussi à ses clients un outil en ligne leur permettant d'identifier leurs profils de consommations, de se benchmarker avec des comparants dans le métier qu'ils exercent pour déterminer s'ils ont la possibilité d'aller plus loin en termes de gains énergétiques. Ce service est en cours de promotion et va s'amplifier en 2018.

Depuis 2013, Dalkia a mis en place le DESC (Dalkia Energy Savings Center) : plateforme interactive permettant de piloter la consommation énergétique des installations.

Dalkia travaille depuis sur le NewDESC en développant de nouvelles applications et algorithmes pour le DESC, et une expérimentation est en cours sur l'intelligence artificielle qui permettra aux analystes de se focaliser davantage sur la recherche d'économies d'énergie.

En 2016, Dalkia a travaillé à la création d'une nouvelle plateforme avec la société Webinage (offre de solutions numériques) pour la gestion de ses relations clients. Cette plate-forme permet aux clients de suivre mensuellement sur une interface unique leurs consommations, factures, planning des interventions, etc.

Citelum a proposé et signé avec Renault un premier contrat Indoor pour l'optimisation de la consommation des sites industriels (10 sites représentant 100 000 points lumineux), avec un objectif de réduction de 20 % du nombre de points lumineux et un engagement sur des économies de 70 à 75 % de la consommation actuelle des sites.

En Chine, le réseau urbain de Sanmenxia repose sur des outils numériques intelligents (incluant des capteurs, Intelligence Artificielle, etc.) pour offrir le meilleur service possible et optimiser l'efficacité du réseau dans son ensemble.

La R&D a réalisé une grande partie des algorithmes de pilotage, conseil, diagnostic, des offres de services innovants en matière d'efficacité énergétique.

À titre d'exemple, en 2017 : développement de nouvelles fonctionnalités, visant à expliquer à un client d'éventuels écarts de consommation d'une année ou sur l'autre, ou par rapport à une population présentant les mêmes caractéristiques que lui ; développement d'algorithmes permettant d'estimer l'impact d'une vague de chaleur sur la consommation et sur la facture d'un client, en fonction de son profil. Sur le marché des clients professionnels, la R&D a conçu un objet connecté (Konto) permettant de faire communiquer un compteur électrique avec un smartphone et ainsi remonter les informations de consommation en temps réel. Associée à une application mobile, Konto permet de comprendre sa consommation tout en faisant des économies. Il permet à l'utilisateur de voir sa consommation en temps réel et historique, d'obtenir des analyses sur sa consommation et d'être alerté en cas de consommation inhabituelle.

Les offres innovantes présentées ci-dessus s'inscrivent parfaitement dans l'Objectif de Responsabilité d'Entreprise n° 4 (ORE n° 4) : « Innover par des solutions numériques d'efficacité énergétique pour que chaque client puisse consommer mieux ».

3.2.2 PERFORMANCE ET COMPÉTITIVITÉ DU PARC NUCLÉAIRE

La matrice de matérialité identifie la performance et la compétitivité du parc parmi ses enjeux matériels (enjeu n° 12 Performance et compétitivité du parc nucléaire). Cela fait référence aux choix stratégiques réalisés, ainsi qu'aux mesures prises en vue de garantir performance opérationnelle et compétitivité du nucléaire (voir section 1.4.1.1.2 « Exploitation du parc nucléaire et performances techniques »).

3.2.3 DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES⁽³⁾

Acteur de la transition énergétique et de la lutte contre le changement climatique, EDF déploie une stratégie globale visant à fournir ou à donner accès à une énergie moins carbonée en agissant sur plusieurs leviers : développement des énergies renouvelables et de récupération, développement du stockage et des services énergétiques, intégration des ENR dans le mix de production d'électricité, innovation, recherche et développement, agrégateur d'ENR et offres d'électricité issue des ENR.

EDF est le premier producteur d'énergies renouvelables en Europe (hydraulique, éolien, solaire, biomasse...) et va significativement accélérer encore leur développement. Ainsi, le Groupe se fixe de doubler d'ici 2030 et par rapport à 2014 la puissance installée du parc ENR du Groupe en passant de 28 GW à plus de 50 GW grâce notamment l'éolien, au solaire et à l'hydraulique dans le cadre de son projet CAP 2030. Le groupe EDF a annoncé en décembre 2017 le lancement d'un « Plan Solaire » prévoyant le développement massif de 30 gigawatts de puissance installée en France entre 2020 et 2035. Ce projet représente un investissement total de 25 milliards d'euros, porté avec des partenaires.

(1) Spécialement depuis l'Accord de Paris.

(2) Ecovadis.

(3) La matrice de matérialité identifie le développement des énergies renouvelables parmi les enjeux les plus matériels (cf. enjeu n° 7, Développement des énergies renouvelables). Cet enjeu fait référence au développement des filières renouvelables, notamment de l'éolien, du solaire et de la biomasse, et au maintien des capacités hydroélectriques ; fait aussi référence à la détection des ruptures technologiques et aux modalités de financement des projets d'ENR.

3. INFORMATIONS ENVIRONNEMENTALES ET SOCIÉTALES – RESSOURCES HUMAINES

Offrir une énergie durable, sûre et performante

Pour ce faire, le groupe EDF s'appuie sur quatre axes :

- déployer une stratégie globale dans les énergies renouvelables et décarbonées qui vise à renforcer nos positions en France comme dans le monde ;
- optimiser les performances des installations ;
- développer de nouveaux projets pour accompagner notamment la transition énergétique des pays ;
- privilégier les technologies les plus compétitives (hydraulique, éolien on-shore, PV), en contribuant aux améliorations sur les technologies les plus prometteuses, mais encore coûteuses (offshore, CSP, etc.), en investissant dans l'innovation, au bon endroit et en ligne avec la stratégie internationale du groupe EDF (Amérique latine, Inde et Chine), avec le bon mix.

La part consolidée des énergies renouvelables dans le mix de capacité électrique du groupe EDF s'élève à 23,8 % en 2017 contre 22,1 % en 2016, 21,9 % en 2015 et 20,8 % en 2014.

Les investissements et leur financement

Depuis six ans, le Groupe consacre au développement des énergies renouvelables une grande part de ses investissements opérationnels bruts de développement et renforce ses positions dans les pays stratégiques. En 2017, les investissements nets (hors nouveaux développements) dans les énergies renouvelables ont représenté 1,3 milliard d'euros (voir section 1.3.3.1 « Investissements en 2017 »).

En 2013, EDF innovait en devenant la première grande entreprise à émettre une obligation verte (*Green Bond* – 1,4 milliard d'euros levés). En 2015 l'entreprise lançait son second *Green Bond* d'un montant de 1,25 milliard d'euros, puis un troisième en 2016 d'un montant de 1,75 milliard d'euros (nouveau *Green Bond Framework* d'EDF, élargi au financement des investissements de rénovation et modernisation des actifs hydroélectriques en France continentale, en complément de la construction de nouveaux projets éoliens et solaires déjà éligibles dans le cadre des deux premières émissions). Le 20 janvier 2017, EDF est devenu le premier industriel à émettre un *Green Bond* en yens en levant 26 milliards de yens en deux tranches de maturité de 12 et 15 ans. Ce sont donc, au global, près de 4,5 milliards d'euros de *Green Bonds* qu'EDF a émis pour accompagner son développement dans les énergies renouvelables.

Par ailleurs, l'Autorité des marchés financiers a approuvé en le 20 avril 2016, le partenariat conclu en octobre 2014 entre EDF et Amundi. La société de gestion commune, Amundi Transition Énergétique (ATE) dont EDF détient 40 %, ainsi créée a pour vocation de lever des fonds auprès d'investisseurs institutionnels et particuliers dédiés à la production d'énergies renouvelables (éolien, photovoltaïque, petits ouvrages hydrauliques), et aux systèmes permettant d'améliorer l'efficacité énergétique et de gérer pour le compte de tiers des fonds destinés à financer des projets s'inscrivant dans la transition énergétique. En 2017, ATE a réalisé sa première opération de financement liée à la transition énergétique en finalisant l'acquisition auprès de Dalkia, un des leaders français des services énergétiques, d'une participation majoritaire dans un portefeuille d'installations de cogénération fonctionnant au gaz. D'une valeur supérieure à 150 millions d'euros, cette première transaction représente plus de 330 MW de puissance électrique répartie sur 132 installations produisant de l'électricité et de la chaleur pour les besoins de clients industriels ou publics.

Hydraulique

Premier producteur hydroélectrique de l'Union européenne, le groupe EDF dispose de 21,5 GW installés dans le monde.

En France, les possibilités de développement hydroélectrique sont limitées mais le groupe EDF notamment *via* ses filiales répond aux appels d'offres lancés par la Commission de régulation de l'énergie. Ainsi, deux filiales du groupe EDF ont été lauréates le 27/04/2017 suite à l'appel d'offres d'avril 2016 sur la petite hydraulique : SHEMA (deux projets) et Électricité de Strasbourg (un projet).

En France, le parc hydraulique d'EDF fait l'objet d'un important programme de modernisation et de maintenance. Au travers de quelque 2 000 opérations annuelles de maintenance, EDF adapte son parc aux exigences tant de performance que réglementaires, préservant ainsi son potentiel de production hydraulique. En 2017, les investissements relatifs aux opérations de maintenance et d'exploitation se sont élevés à environ 300 millions d'euros ; quant à ceux relatifs au développement, ils se sont montés à près de 100 millions d'euros. Des chantiers de maintenance de grande ampleur ont ainsi eu cours en 2017, comme les chantiers de conduites forcées de Passy, d'Aston et de la Coche, la rénovation de la STEP de Revin avec une augmentation de puissance des trois groupes réversibles de l'usine, ou encore la

rénovation de la centrale de la Bathie permettant une augmentation de puissance des six groupes de l'aménagement.

L'élargissement à l'hydraulique France du « *Green Bond Framework* » en 2016 a permis de financer de nombreux projets d'investissements, de développement et d'amélioration de la performance, contribuant ainsi aux objectifs de la transition énergétique sur le parc France métropolitaine.

Hors métropole, EDF, *via* son entité direction des Systèmes Électriques Insulaires, a investi 13 millions d'euros dans ses opérations de maintenance et d'exploitation. Elle a également lancé des études pour la construction d'une STEP sur la chute hydroélectrique de Sampolo (Corse), et pour l'optimisation de la chute de Takamaka 1 (La Réunion). Elle a également lancé des études de rénovation de la centrale hydroélectrique de Saut Maripa à Saint Georges de l'Oyapock, dont la finalité sera de faire de cette commune guyanaise, la première à disposer d'une alimentation autosuffisante en ENR (couplage avec une centrale biomasse privée).

Hors d'Europe, le groupe EDF s'intéresse aux projets d'installation hydraulique dans des zones où le potentiel hydroélectrique peut permettre la mise à disposition des populations et de l'économie locale d'une électricité fiable, en particulier l'Amérique du Sud, l'Afrique et l'Asie du Sud-Est. L'ingénierie d'EDF bénéficie des compétences et d'un savoir-faire reconnus dans la prise en compte des aspects techniques, environnementaux, sociaux et sociétaux, suite notamment à la réalisation du barrage de Nam Theun au Laos, sur lequel ont été intégrées, en concertation avec les populations locales, l'ensemble des dimensions du Développement durable. Ainsi, à travers sa filiale brésilienne EDF Norte Fluminense, EDF détient 51 % dans la Compagnie Énergétique de Sinop en charge de la construction et de l'exploitation de l'aménagement hydroélectrique du barrage de Sinop. La construction de cet ouvrage de 400 MW, débutée en 2014, se poursuit. Sa mise en service commerciale est prévue pour la fin 2018. Par ailleurs, EDF est actuellement engagé à hauteur de 40 % avec l'État Camerounais (30 %) et la SFI (30 %) dans le développement d'un barrage de 420 MW sur le Fleuve Sanaga à 60 km au nord de Yaoundé au sein de la société camerounaise Nachtigal Hydro Power Company (NHPC). La signature de la Convention de Concessions de Production d'électricité a été signée le 20 avril 2017 entre le ministre de l'Eau et de l'Énergie et le Directeur Général de NHPC faisant de NHPC le concessionnaire de l'Aménagement Hydroélectrique de Nachtigal amont pour une durée de 35 ans et lui transférant ainsi les droits fonciers sur le site du Projet. Par ailleurs l'année 2017 aura vu le début de mise en œuvre des plans environnementaux et sociaux validés en 2016.

Éolien, solaire et stockage

Pour développer ses capacités installées dans les filières éoliennes et solaires, le Groupe s'appuie principalement sur EDF Énergies Nouvelles (EDF EN), un leader de la production d'électricité d'origine renouvelable. L'entreprise développe, construit et exploite des centrales d'électricité verte dans 21 pays, pour compte propre et pour compte de tiers, en particulier dans l'éolien et le solaire photovoltaïque, technologies matures et compétitives. Attentive aux évolutions d'autres filières d'avenir, l'entreprise est également présente dans les énergies réparties, le stockage d'énergie et les énergies marines.

Son fort développement est fondé sur quatre axes :

- Énergie bas carbone : poursuivre les investissements dans nos filières principales, l'éolien (terrestre et en mer), et le solaire photovoltaïque ;
- International : renforcer nos positions à l'international en concentrant notre développement et en se renforçant dans chaque pays clé, dont la France ;
- Innovation : participer à l'émergence de nouvelles technologies dans les énergies marines (éolien flottant, hydrolien), le stockage d'énergie ou le solaire, contribuer à l'optimisation technologique des énergies renouvelables matures et à l'essor de filières industrielles ;
- Partenariats : privilégier les partenariats locaux pour conquérir de nouveaux marchés et favoriser l'activité économique locale.

Pour le « Plan Solaire » et sur EDF EN, voir 1.4.1.5.3 « EDF Énergies Nouvelles ».

Le groupe EDF soutient par ailleurs l'émergence et le développement de modes de production d'électricité à base d'énergies renouvelables adaptées aux *Systèmes Électriques Insulaires*. Les territoires insulaires ont la particularité de former de « petits systèmes isolés » ne bénéficiant pas d'interconnexion à un réseau électrique continental, ou de façon limitée pour la Corse. C'est pourquoi EDF leur dédie une entité à part entière – la direction des Systèmes Énergétiques Insulaires (DSEI). Sur ces territoires, EDF intègre l'ensemble des métiers permettant d'assurer le service public de l'électricité. Les modes privilégiés sont ceux qui offrent une énergie garantie à coûts de production compétitifs mais aussi maîtrisés sur la durée, de

manière à les positionner comme des alternatives crédibles à la production thermique : biomasse, énergies marines et fluviales, valorisation des déchets, biogaz. EDF contribue à faire progresser les capacités techniques d'insertion des ENR intermittentes en prenant part à des projets de développement.

- Ainsi, PEI (Production Électrique Insulaire), filiale d'EDF, participe au développement en Martinique du projet de la société Grand-Rivière Éolien Stockage Services, aux côtés d'EREN et de NW Energy, consistant à l'installation de sept éoliennes de 2 MW couplées à des batteries Li-ion de 5 MW permettant la stabilisation de la production et du réseau.
- À la Réunion, la DSEI, la Start-up Powidian et le Syndicat d'électrification de la Réunion déploient un micro-grid 100 % solaire associé à un stockage à hydrogène, totalement autonome, et sans limite de temps. Cette expérimentation constitue une première mondiale. Elle permet d'envisager une solution pour les sites isolés dans un contexte environnemental très protégé. Dans les villages du cirque de Mafate, non raccordés au réseau électrique, cette expérimentation va permettre la mise en réseau de plusieurs bâtiments publics, et à terme des maisons individuelles.
- Dans les îles de Sein, Molènes et Ouessant, les collectivités ont un objectif précis et ambitieux : remplacer le fioul qui leur permet d'avoir aujourd'hui de l'électricité par 100 % d'énergies renouvelables d'ici 2030. EDF SEI les accompagne dans cette transition énergétique qui a déjà commencé. Ainsi, EDF œuvre par exemple à l'autonomie énergétique en 2030 de l'île de Sein, avec la mise en place en 2017 d'un micro-réseau innovant permettant l'arrivée massive des ENR. Le groupe EDF a mobilisé ses compétences et a installé depuis cet été un système innovant et intelligent du pilotage du réseau électrique en associant un stockage centralisé et des algorithmes innovants. Le dispatching innovant, miniature et automatisé, est la clé permettant de piloter à distance l'ensemble des producteurs d'énergie et le stockage. Cet outil utilisera des algorithmes sur mesure d'EDF R&D et Store & Forecast pour optimiser l'insertion des ENR tout en préservant qualité de fourniture et sûreté du système électrique. Cette innovation assure l'équilibre offre-demande à chaque instant dans un système contraint, en s'affranchissant progressivement des moteurs diesel.

Biomasse, géothermie et énergies renouvelables thermiques

Le Groupe a déployé depuis début 2015 une politique de durabilité de la biomasse qui vise à accompagner la croissance de l'utilisation de la biomasse solide dans la production d'électricité et de chaleur du Groupe, en soutenant et sécurisant les investissements actuels et futurs dans ce domaine. Cette politique s'appuie sur les principes de réduction des émissions de GES sur l'ensemble du cycle de vie, de préservation des ressources naturelles et de la biodiversité, de respect des droits de l'homme et de collaboration avec les parties prenantes.

Avec le groupe Dalkia, le groupe EDF est un des leaders des services énergétiques en France, et un acteur français de référence pour l'exploitation de la biomasse. Un des enjeux majeurs de Dalkia est le développement des EnR & R (Énergies Renouvelables et de Récupération) dont la biomasse et la géothermie jusqu'à présent : l'acquisition de Dalkia biogaz et de Tiru permettent en 2017 d'accentuer ce développement notamment dans le biogaz et la récupération de chaleur. Un des autres enjeux majeurs Développement Durable de Dalkia est le verdissement des réseaux de chaleur.

La stratégie à moyen-long terme de Dalkia est de développer autant que possible l'utilisation des EnR & R, notamment la biomasse, la géothermie, le biogaz et les énergies de récupération ce qui passe par le développement de Dalkia Biogaz et Tiru ; et de coupler la récupération de chaleur des unités d'incinération des ordures ménagères au réseau de chaleur, récupérer la chaleur de l'industrie et développer la thalassothérapie.

- Tiru poursuit son action dans le domaine de la valorisation énergétique des déchets en développant notamment de nouveaux procédés de traitement (production de CSR - Combustibles Solides de Récupération) qui combinent services énergétiques et production d'énergie de récupération.
- Dalkia Biogaz est sur une stratégie de développement d'un parc de production de biométhane permettant de substituer du gaz fossile par du gaz renouvelable tout en contribuant à l'économie circulaire (la loi de transition énergétique prévoit que le biogaz représente 10 % du gaz dans les réseaux de gaz naturel en 2030).

Quelques exemples :

- plusieurs grands réseaux de chaleur sont en cours de construction/lancement : démarrage du chantier du réseau de chaleur de Toulouse Métropole ; travaux pour la création d'un deuxième réseau de chaleur bois de 7,4 km de long à Alençon (réseau de chaleur avec cogénération biomasse ; extension du réseau de chaleur de la Métropole de Lyon ;
- suite à l'appel d'offres de Le Mans Métropole remporté en 2016, Dalkia a lancé les travaux d'interconnexion des réseaux, de connexion à l'unité de valorisation énergétique et de rénovation de la chaufferie ;
- le Président-Directeur Général d'EDF, a inauguré à Marseille, en octobre 2017, Massileo®, un réseau d'eau tempérée qui alimente des bâtiments de l'écoquartier de Marseille en chaleur et en froid à partir d'une énergie 100 % renouvelable : la thalassothérapie, ou l'énergie thermique des mers ;
- Dalkia Biogaz développe un projet territorial en Picardie de production de biométhane sur le site d'un groupe industriel qui contractualise l'achat de certificats de garantie d'origine.

L'innovation et la recherche

Le groupe EDF a fait de l'innovation et de la recherche l'une de ses spécificités, en développant des initiatives plébiscitées par les parties prenantes et en investissant massivement dans l'effort de recherche par des programmes de R&D dans les énergies renouvelables. Dans le cadre de CAP 2030, le groupe EDF entend accélérer la R&D sur le stockage, le photovoltaïque, la mobilité électrique et les nouveaux réseaux.

Innovation sociétale

Le groupe EDF a innové en développant des initiatives de financement participatif aux projets ou en soutenant techniquement et financièrement le développement de projets dans les vallées où ses installations hydroélectriques sont implantées :

- financement participatif des projets : après les premières campagnes de financement participatif lancées en France par EDF Énergies Nouvelles en 2015 et 2016, plusieurs initiatives de financements participatifs ont été mises en place sur des projets éoliens en France ;
- programme « Une rivière, un territoire » : pour traduire l'engagement d'EDF au service du développement économique et de la stimulation de l'innovation dans les vallées hydrauliques où EDF est présent, EDF poursuit son action d'appui au développement économique local au travers de ses sept agences « Une Rivière, Un territoire ». Ce programme, lancé en 2012 est le fruit d'une démarche de co-construction associant acteurs socio-économiques du territoire, experts pluridisciplinaires et représentants d'EDF.

Innovation commerciale

Enfin, pour contribuer au développement des EnR, EDF a lancé en septembre 2017 sa nouvelle filiale Agregio, un agrégateur au service des producteurs d'électricité qui disposent de capacités de production renouvelables, et des entreprises qui disposent de capacités d'effacement. Pour les producteurs d'électricité, Agregio propose des offres sur-mesure pour optimiser et vendre leur production sur les marchés, en leur sécurisant des revenus dans la durée. C'est une attente forte des producteurs d'électricité renouvelable ne bénéficiant plus des obligations d'achat. Agregio s'adresse également aux consommateurs industriels et tertiaires, qui sont prêts à réduire ou à déplacer leur consommation contre rémunération, en fonction des besoins du système électrique. Agregio se positionnera enfin comme une plateforme d'optimisation locale dans le cadre de projets régionaux pour optimiser la production et la consommation sur un territoire. Agregio souhaite être l'acteur de référence dans ce secteur, et vise une part de marché de 20 à 30 % à l'horizon 2020.

Innovation technologique

Le groupe EDF mène une politique de R&D ambitieuse autour des énergies renouvelables et du stockage, à hauteur de 80 millions d'euros par an. Les programmes s'établissent autour de quatre objectifs : réduire les coûts, améliorer la performance des technologies matures et optimiser les ressources ; favoriser les ruptures technologiques à fort enjeu et l'émergence de solutions innovantes ; moderniser et adapter ses ouvrages ; contribuer à l'intégration des EnR dans les systèmes électriques.

3. INFORMATIONS ENVIRONNEMENTALES ET SOCIÉTALES – RESSOURCES HUMAINES

Offrir une énergie durable, sûre et performante

En 2017 les principaux sujets de recherche ont porté sur :

- l'accroissement de la performance du **parc hydraulique d'EDF**, en développant des outils d'optimisation de la maintenance et de la surveillance des ouvrages hydroélectriques ;
- l'amélioration de l'exploitation des **centrales éoliennes terrestres** permettant dans la plupart des cas d'en augmenter la durée de vie résiduelle : les thématiques examinées concernent des outils d'auscultation des pâles, l'anticipation de défaillance de composants clés, notamment le générateur, la meilleure maîtrise de contraintes extrêmes comme le givre ou le foudroiement répété ;
- l'exploitation de **turbines éoliennes off shore** de taille unitaire accrue reste un axe de baisse de coût important. L'utilisation d'une turbine Halliade 6 MW d'ALSTOM de technologie innovante a été un premier saut significatif dans l'offshore. EDF EN a testé cette technologie sur plusieurs prototypes, en collaboration avec le fournisseur GE, et installera ces turbines sur les premiers grands sites éoliens offshore en France en 2018-2020, pour un volume global de 1 500 MW. Ce palier de puissance est déjà dépassé par un palier 8 MW. EDF EN a installé cette année cinq turbines Vestas de ce niveau de puissance sur le site de Blyth au Royaume-Uni ;
- **l'amélioration du rendement des cellules photovoltaïques**, l'allongement de la durée de vie des panneaux, la recherche de meilleures performances avec des modules bi-faciaux (augmentation du productible au sol de 5 à 25 %) : ces efforts continus sur le PV de proposer des prix de l'électricité particulièrement bas : moins de 18 \$/MWh dans des régions ensoleillées comme l'Arabie Saoudite.

Le Groupe doit également relever le défi de **l'intégration des énergies renouvelables**, par nature intermittentes, dans les réseaux en l'étudiant sous différents angles.

La R&D d'EDF participe au **programme européen EU-SysFlex** lancé en novembre 2017. D'une durée de quatre ans, ce programme vise à démontrer le potentiel d'intégration d'un taux élevé d'EnR variables dans un système électrique robuste. Pour ce faire, l'optimisation et le pilotage coordonné de services de flexibilités (stockage centralisé et décentralisé, demande, services des groupes conventionnels et des ENR, etc.) seront développés et testés sur six démonstrateurs innovants répartis en Europe. EDF R&D assure la coordination technique du projet en partenariat avec le gestionnaire de réseau de transport irlandais EirGrid et 32 autres partenaires européens.

Dans le cadre de l'appel à **projet national** sur les réseaux électriques intelligents et du projet régional Flexgrid, EDF veut mettre l'hydroélectricité au service du développement des autres énergies renouvelables, en particulier l'énergie photovoltaïque. Dans ce cadre, So Flexhy est le projet de centrale virtuelle sur la Durance dont le rôle sera de compenser la production qui n'est pas assurée par les autres énergies renouvelables, et notamment le photovoltaïque. Par ailleurs un programme de recherche est en cours sur la problématique du stockage d'énergie avec en particulier une analyse visant à caractériser et optimiser le potentiel de systèmes couplant STEP (Station de Transfert d'Énergie par Pompage) et batteries.

Dans le domaine des **centrales photovoltaïques** au sol, EDF EN a mis en place de nouvelles version de contrôle des centrales photovoltaïques permettant à la fois un certain degré de lissage de l'intermittence photovoltaïque, un réglage de tension, enfin une modulation de puissance. Ce contrôle commande a été validé sur une centrale-test détenue par EDF EN. Il est en cours de déploiement sur la centrale PV du Fouilloux. Par ailleurs, EDF EN a engagé auprès de RTE une qualification de la centrale en tant que fournisseur de services systèmes, notamment de réglage de fréquence.

La pleine contribution au **réglage de la fréquence** demande cependant le recours à un stockage d'énergie. Les batteries électrochimiques Li-ion sont pour cela une bonne solution, présentant les bonnes performances de rendement et de temps de réponse. Leur prix actuel les rend compétitives pour cette fonction dans de nombreux types de systèmes électriques. Une des clés de la performance de ces systèmes est la mise au point de contrôle commande très performant, permettant de répondre au mieux et au plus vite aux demandent de puissance du système électrique. Le contrôle commande est réalisé par la société EDF Store and Forecast, spin off de la R&D d'EDF. Par ailleurs, EDF EN installe cette année une batterie de

49 MW au Royaume-Uni pour fournir des services de réglage de fréquence et de réserve de capacité (AO gagné en 2016).

En 2017, EDF EN a lancé un projet visant à permettre le **pilotage en temps réel de ses actifs éoliens et solaires**, à des fins de service système. De premiers « *proof of concept* » ont été réalisés, montrant la possibilité de piloter à distance et en temps réel le point de consignes de plusieurs ouvrages en différents (centrales PV, centrales éoliennes, stockage batterie).

Dans le domaine des réseaux, Enedis dispose d'un programme R&D dont l'un des axes est : « Concevoir une gestion des systèmes locaux qui facilite l'intégration des ENR et le développement durable ». Il vise en particulier au développement de solutions permettant d'augmenter la capacité d'intégration de nouveaux producteurs sur le réseau de distribution. Parmi les avancées 2017, on peut citer :

- la poursuite du déploiement des premières briques des outils de « gestion prévisionnelle » dans les Agences de Conduite régionales, en particulier les outils d'optimisation de la programmation et de la préparation des chantiers sur les réseaux (s'appuyant sur des outils sans cesse améliorés de prévisions de production photovoltaïques et éoliennes) ;
- le développement de nouveaux outils pour la coordination entre Enedis (Agences de Conduite) et les producteurs, notamment le test d'actions de réduction de puissance des producteurs *via* le e-DEIE (Dispositif d'Echanges d'Informations d'Exploitation) pour lever une surcharge sur le réseau ;
- la poursuite d'expérimentations de solutions alternatives au renforcement pour le raccordement des producteurs ;
- le développement de solutions innovantes pour le réglage de la tension sur les premières zones de déploiement des solutions industrielles smart grids Smile et Flexgrid ;
- des travaux prospectifs de R&D pour évaluer l'intérêt économique des flexibilités en alternative à des investissements réseaux, notamment dans les zones fortement impactées par le développement de la production décentralisée.

Par ailleurs, Enedis a testé ou teste certaines de ces solutions dans des démonstrateurs smart grids : Smart Grid Vendée, SMAP, et le projet européen Inteflex (avec son démonstrateur français Nice Smart Valley).

3.2.4 SÛRETÉ DES ÉQUIPEMENTS INDUSTRIELS

La sûreté nucléaire est la première priorité du groupe EDF. Elle oriente les décisions et les investissements, (enjeu n° 12 Sûreté du parc nucléaire existant et du nouveau nucléaire).

3.2.4.1 Sûreté nucléaire

Chacun, dans le groupe EDF, partage la conviction que nous devons accorder à la sûreté nucléaire la première priorité, en toutes circonstances. C'est la condition indispensable pour que cette énergie puisse être une des réponses aux besoins des hommes.

La sûreté d'exploitation des installations nucléaires est prise en compte dès la conception des ouvrages et fait l'objet d'un suivi régulier avec une politique de mobilisation du personnel et d'importants programmes d'investissements. La politique de sûreté nucléaire du Groupe est intégrée dans les formations applicables aux personnels d'EDF et de ses prestataires.

La sûreté nucléaire fait l'objet de contrôles internes (revues annuelles, plans de contrôles internes et d'audits de l'inspection nucléaire en France) et externes (*peer reviews* entre les entreprises membres de l'association WANO⁽¹⁾ et audits OSART⁽²⁾ conduits par les experts de l'Agence Internationale de l'Énergie Atomique (AIEA)).

En France, la sûreté des installations nucléaires est contrôlée par l'ASN Au Royaume-Uni, l'Office for Nuclear Regulation (ONR, Office pour la sécurité nucléaire civile) est l'autorité indépendante de contrôle de la sécurité dans le secteur du nucléaire civil. Il veille au respect des règles de sécurité, y compris pour le transport de matières radioactives.

La politique « Sûreté Nucléaire du groupe EDF » a été redéfinie en 2017⁽³⁾.

(1) World Association of Nuclear Operators, Association mondiale des exploitants nucléaires.

(2) Operational Safety Review Team.

(3) Voir section 1.4.1.1.3 « Environnement, sûreté nucléaire, radioprotection » en France et 1.4.5.1.2.1 « Production nucléaire » au Royaume-Uni.

3.2.4.2 Sûreté hydraulique

EDF exploite en France 433 centrales hydrauliques et gère les retenues de 239 grands barrages. L'âge moyen du parc hydraulique français est de 72 ans. La sûreté hydraulique vise à maîtriser les risques de rupture d'ouvrage, les risques liés à l'exploitation des aménagements en période de crue, ainsi que ceux liés aux variations de débit des cours d'eau pendant l'exploitation. À l'instar de la politique de sûreté nucléaire, la politique de sûreté hydraulique vise un haut niveau de sûreté et une amélioration continue.

Voir section 1.4.1.5.1.2 « La sûreté hydraulique ».

3.2.5 SÉCURITÉ DES INFRASTRUCTURES CONNECTÉES (DONT DATA RESPONSABLE)

L'information est un patrimoine qui a une valeur essentielle pour le groupe EDF, notamment sous sa forme numérique dans nos systèmes d'information. Ceux-ci doivent être parfaitement protégés et contribuer ainsi à la confidentialité et à l'intégrité des données, à la continuité des processus métiers, et au respect des législations et réglementations en vigueur. La transformation numérique de l'entreprise et ses nouveaux usages (collaboratif, mobilité, Cloud, Big Data, Internet des objets...) sont à la fois une source d'opportunités et de risques en matière de sécurité des systèmes d'information. Une défaillance des systèmes d'information, qu'elle soit d'origine malveillante ou accidentelle, avec pour conséquences l'indisponibilité, la fuite, le vol, la destruction ou l'altération de certaines informations et processus métiers, peut entraîner un préjudice élevé pour le groupe EDF : dégradation de l'image, pertes financières, perte concurrentielle, sanctions civiles et pénales, atteinte à l'outil de production.

En 2017, le Groupe a redéfini trois politiques complémentaires : une politique « Sécurité des Systèmes d'information », une politique « Sécurité du Patrimoine face à la malveillance » et une politique « gestion de la donnée ».

La politique Sécurité des Systèmes d'information a été redéfinie en 2017 visant à garantir la protection des systèmes d'information, essentiels à la gestion du patrimoine de l'entreprise, tout en permettant aux métiers de s'ouvrir et de saisir les opportunités liées au Numérique. Ainsi, en permettant un fonctionnement en « entreprise étendue », cette politique constitue un facteur de réussite des projets industriels du Groupe. Cette politique précise les exigences, les responsabilités et le référentiel de sécurité nécessaires pour protéger efficacement les Systèmes d'information du Groupe. Le management de chaque entité du groupe EDF est responsable d'assurer le déploiement de cette politique dans son organisation, avec des moyens adaptés aux enjeux et aux risques de ses métiers. Le Directeur des Systèmes d'Information du groupe EDF, secondé par son responsable de la sécurité des systèmes d'information, et en lien avec les directeurs des systèmes d'information métiers et les représentants des entités, appuie les entités dans la mise en œuvre de la politique. Il rend compte de l'état de la sécurité des systèmes d'informations du groupe EDF aux sponsors du risque sécurité SI dans le cadre du Comex.

La politique Sécurité du Patrimoine face à la malveillance définit les principes, les règles et l'organisation visant à détecter les menaces, prévenir les risques d'actes de malveillance susceptibles de porter atteinte au patrimoine du Groupe et en limiter les conséquences. Cette politique repose sur une démarche globale qui vise à protéger les personnes, le patrimoine matériel du Groupe mais aussi, et avec des enjeux de plus en plus lourds, son patrimoine immatériel. Dans une logique de responsabilisation au plus près du terrain, chaque entité du Groupe déploie cette politique en s'appuyant sur la direction de la Sécurité et de l'Intelligence Économique, notamment chargée de définir les référentiels, d'animer la filière « Sécurité » et de s'assurer que les dispositifs mis en place sont efficaces et partagés.

Une politique de gestion de la donnée vient compléter le dispositif dans un esprit de création de valeur ; davantage portée vers l'ouverture et la valorisation des données, elle vise à favoriser le partage, la transversalité, le rapprochement des données pour produire de nouvelles connaissances. Une instruction de 2017 précise le cadre des exigences applicables en matière de traitement de données à caractère personnel, le dispositif applicable pour répondre à ces exigences, les modalités du contrôle du respect de ces exigences, ainsi que les modalités d'animation des filiales du Groupe.

3.2.6 QUALITÉ ET CONTINUITÉ DU SERVICE

En 2017 le temps de coupure moyen, hors événements exceptionnels, est conforme à l'objectif de la régulation incitative. Garantir la qualité et la continuité de la fourniture d'électricité est une des missions essentielles d'Enedis. La qualité de fourniture s'apprécie en premier lieu par rapport à la continuité du service d'acheminement, qui a fait l'objet d'un durcissement de la régulation incitative lors de l'instauration du TURPE 5 : en plus du temps de coupure moyen par client BT, introduction d'une régulation sur les coupures des clients HTA et suivi de la fréquence moyenne des coupures, tant HTA que BT. Enedis adresse ces nouveaux défis en amplifiant le ciblage de ses actions d'investissement sur les ouvrages à plus forts risques, en s'appuyant sur une approche statistique de type Big Data, tout en renforçant son programme d'automatisation (installation de 12 000 nouveaux points de télécommande sur cinq ans). (Voir section 1.4.4.2 « Distribution - Enedis »)

3.2.7 GESTION ET SÉCURISATION DES APPROVISIONNEMENTS STRATÉGIQUES

La matrice de matérialité identifie la gestion et la sécurisation des approvisionnements stratégiques parmi les enjeux les plus matériels (enjeu n° 6 Gestion et sécurisation des approvisionnements stratégiques). Cela fait référence aux enjeux relatifs au risque de dépendance d'EDF vis-à-vis de ses approvisionnements stratégiques, ainsi qu'à la gestion des risques associés aux fluctuations des cours des matières premières.

Sur cet enjeu, voir la section 2.1 « Risques auxquels le Groupe est exposé ».

3.3 RÉPONDRE AUX DÉFIS DU CHANGEMENT CLIMATIQUE

Le groupe EDF est conscient à la fois de l'impact de ses activités sur le changement climatique, et de l'impact du changement climatique sur ses activités. C'est la raison pour laquelle, en tant qu'entreprise responsable et dans le cadre de CAP 2030, il déploie une stratégie ambitieuse de lutte contre le changement climatique. Il s'agit d'un levier de transformation visant à couvrir les risques liés au changement climatique, à contribuer aux grands enjeux du développement durable et à saisir les opportunités issues de ce nouveau contexte.

Avec CAP 2030, le groupe EDF veut être l'électricien mondial de référence, performant, responsable et champion de la croissance bas carbone. Dans ce cadre, le Groupe dispose d'une stratégie bâtie pour anticiper les risques induits par le changement climatique (tant sur les activités que sur le portefeuille d'actifs) et saisir les opportunités offertes par ce nouveau contexte ; il s'agit de fournir aujourd'hui les solutions énergétiques de demain.

Enjeux

Les émissions anthropiques de gaz à effet de serre (GES), et en particulier les émissions de CO₂, sont les principaux responsables du changement climatique (GIEC, AR5). Dans un futur proche, nous devons faire face à une augmentation de la fréquence et la durée des vagues de chaleur, à une intensité des phénomènes climatiques extrêmes dans de nombreuses régions du globe, ainsi qu'à une élévation du niveau moyen de la mer (GIEC, AR5). La production d'énergie représente aujourd'hui 60 % des émissions mondiales de gaz à effet de serre d'origine anthropique, dont 40 % sont liées à la production d'électricité et chaleur (AIE, 2016).

Les activités du secteur électrique impactent le changement climatique ; à lui seul le secteur de production d'électricité et chaleur produit en effet 25 % des émissions de CO₂ d'origine anthropique (GIEC, AR5). Pourtant, en raison de la part importante du recours aux énergies décarbonées dans son mix de production, l'impact direct du groupe EDF sur le changement climatique est finalement relativement bas ⁽¹⁾.

Émissions de CO ₂ dues à la production d'électricité et de chaleur ⁽¹⁾ (g CO ₂ /kWh)	2017	2016
Groupe EDF	82	77
EDF	25	19

(1) Émissions directes, hors analyse du cycle de vie des moyens de production et des combustibles.

L'usage de cette électricité décarbonée induit une contribution positive importante en termes d'émissions évitées.

La moyenne mondiale est de 506 g CO₂/kWh ⁽²⁾ (2015) et la moyenne des principaux électriciens européens est de 275 g CO₂/kWh ⁽³⁾ (2016).

Le changement climatique impacte dès aujourd'hui les activités du secteur électrique ; le groupe EDF doit en effet accompagner et anticiper trois séries d'évolutions majeures qui impactent son activité :

- des évolutions réglementaires : la demande d'électricité mondiale va croître de presque 80 % d'ici à 2050 ⁽⁴⁾ ; dans cette perspective, un consensus s'est formé autour de la décarbonation de la production d'électricité comme un vecteur efficace de réduction des émissions de CO₂ ; ce que traduit par exemple la mise en place d'objectifs dans la loi relative à la transition énergétique et à la croissance verte en France, ceux du Climate Change Act au Royaume-Uni, ou ceux du Paquet Énergie-Climat 2020 et du Paquet Énergie propre 2030 de l'Union européenne. L'Accord de Paris de 2015, en visant à maintenir la hausse de températures « *bien en dessous de 2 °C au moins par rapport à des niveaux pré-industriels* » concrétise cette orientation de fond ; les évolutions réglementaires tendant à la hausse des prix du CO₂ représentent une opportunité pour EDF, susceptible d'accroître la rentabilité de l'outil de production du Groupe, très majoritairement décarboné ;
- des évolutions technologiques et de positionnement concurrentiel : l'énergie est de plus en plus décentralisée, décarbonée, numérique et le client devient toujours plus acteur de sa consommation et de sa production d'électricité ; de

nouveaux modèles économiques émergent qui questionnent le positionnement concurrentiel ;

- des évolutions climatiques susceptibles d'impacter les actifs de l'entreprise et de modifier les conditions physiques d'exercice de l'activité.

Stratégie de lutte contre le changement climatique

Dans ce contexte, la stratégie de lutte contre le changement climatique du groupe EDF se décline en deux axes : une stratégie de décarbonation et une stratégie d'adaptation au changement climatique ⁽⁵⁾.

3.3.1 STRATÉGIE DE DÉCARBONATION DU GROUPE EDF

La stratégie de décarbonation du groupe EDF se fonde en premier lieu sur une politique industrielle ambitieuse orientée sur une production bas carbone. Cette politique s'accompagne d'une action en faveur de l'électrification des usages comme moyen de décarboner l'économie. Enfin, EDF innove en vue de permettre à ses clients d'optimiser leur consommation d'énergie.

3.3.1.1 Décarboner la production d'électricité

Pour maintenir son leadership, EDF se dote d'un nouvel engagement de réductions d'émissions ⁽⁶⁾, compatible avec l'état actuel de la science, et met en place les moyens nécessaires.

(1) Les émissions directes de CO₂ par kWh produit sont basses en comparaison des moyennes du secteur. Concernant les émissions indirectes du Groupe, la combustion du gaz vendu aux clients finaux représente une part significative.

(2) Donnée plus actuelle disponible pour les émissions de CO₂ provenant des centrales électriques et cycles combinés, CO₂ Emissions from Fuel Combustion, International Energy Agency, 2016, donnée pour 2014.

(3) Changement climatique et Électricité, Facteur carbone européen Comparaison des émissions de CO₂ des principaux électriciens européens, PWC, 2018 (données pour 2016).

(4) Energy Technology Perspectives 2016, International Energy Agency.

(5) Instrumentées de nombreux leviers tels qu'un mix électrique performant, compétitif et déjà bas carbone, un processus robuste d'identification des risques et opportunités ainsi qu'une gouvernance des enjeux au plus haut niveau de l'entreprise, une stratégie de lutte contre le changement climatique placée au cœur même de la stratégie d'EDF, et intégrée aux métiers du Groupe, une R&D au service de la réalisation des objectifs énergétiques et climatiques à moyen et long termes de la transition énergétique, une politique d'investissements à la hauteur des enjeux, des moyens humains, une politique de rémunération appropriée.

(6) Le Groupe ambitionne de fixer un objectif quantitatif de réduction de ses émissions pour les scopes 1 et 2 en utilisant la méthodologie « Sectoral Decarbonisation Approach », développée au sein de l'initiative « Science Based targets ».

Le groupe EDF, leader de l'électricité bas carbone

Le groupe EDF est un des premiers électriciens mondiaux non seulement en termes de capacité nette installée et de production d'électricité, mais aussi en termes de performance carbone avec un niveau d'émissions directes actuellement de 82 g CO₂/kWh⁽¹⁾, soit une intensité carbone six fois moins importante que la moyenne mondiale du secteur.

Le leadership du groupe EDF en termes de réduction d'émissions est également reconnu par l'étude GLOBAL 500 Greenhouse Gases Performance 2010-2015 de Thomson Reuters, qui classe le Groupe comme la 12^e entreprise parmi les 500 plus grandes entreprises au monde, en termes de réductions d'émissions.

Pour maintenir son leadership, EDF s'est doté d'un nouvel engagement de réductions d'émissions, compatible avec l'état actuel de la science.

Le projet stratégique CAP 2030 veut faire d'EDF « l'électricien performant et responsable, champion de la croissance bas carbone ». Adossé à CAP 2030, le premier Objectif de Responsabilité d'Entreprise (ORE n° 1 : aller au-delà des exigences de la trajectoire 2 °C fixée par l'Accord de Paris en baissant drastiquement nos émissions de CO₂) précisant l'ambition du Groupe en termes de réductions de ses émissions a été formulé en mai 2016. Cette ambition se traduira par un objectif de réduction d'émissions Groupe intégrant les ambitions fixées par l'Accord de Paris. Pour sa fixation EDF utilise principalement la méthodologie Sectoral Decarbonization Approach (SDA) développée au sein de l'initiative du CDP, Pacte mondial des Nations Unies, WRI et WWF « Science based targets (SBTi) »,

Le groupe EDF met en place les moyens nécessaires lui permettant d'atteindre cet objectif de décarbonation ambitieux

Il s'agit de réduire d'avantage les émissions de CO₂ de son portefeuille d'actifs de production et prendre les bonnes décisions d'investissements afin de continuer à disposer d'un mix de production bas carbone équilibré, combinant production renouvelable et nucléaire et ainsi maintenir sa position de leader en production d'électricité bas carbone. Il s'agit également de veiller à préserver une bonne flexibilité du nucléaire, pour renforcer sa compatibilité avec le développement des énergies renouvelables. La R&D contribue par ailleurs à préparer le futur parc de production et système énergétique, en proposant des mesures d'optimisation des centrales thermiques⁽²⁾, d'intégration des énergies renouvelables intermittentes, ou avec des travaux concernant les systèmes électriques intelligents.

Intégrer les enjeux du changement climatique à sa stratégie et sa politique d'investissements

Le changement climatique représente un enjeu financier important pour EDF. Dans le cadre de sa politique d'investissements, EDF utilise des scénarios moyen-long terme, incluant des prix de carbone⁽³⁾ permettant d'évaluer la rentabilité des investissements futurs et d'informer la planification stratégique du Groupe ; les engagements financiers sont passés au crible de la stratégie CAP 2030⁽⁴⁾ et des engagements pris par le Groupe, dont l'objectif de décarbonation 2 degrés. Les scénarios incluant un prix élevé du carbone permettent d'orienter les investissements du Groupe vers des actifs bas-carbone, augmentant la rentabilité de l'outil de production du Groupe, très majoritairement décarboné. La description des scénarios utilisés dans ce cadre, ainsi que leurs conséquences reste confidentielle.

Maintenir sa position de leader dans le domaine des énergies renouvelables

Voir Section 3.2.3 « Développement des énergies renouvelables ».

S'appuyer sur le nucléaire, socle de la production décarbonée d'EDF

La contribution de la production d'électricité d'origine nucléaire à une croissance décarbonée (enjeu n° 8 Place du nucléaire au sein du mix énergétique) est reconnue. Elle doit être valorisée en lien avec les conditions de sûreté, de renouvellement du parc, de maintien des compétences, de présence sur les marchés internationaux, de modularité et de compétitivité.

Le nucléaire d'EDF contribue à la performance carbone de la France et de l'Europe. Il est difficile d'évaluer les émissions de CO₂ ainsi économisées par l'économie française, mais il est utile de rappeler que les émissions moyennes du secteur sont

environ quinze fois supérieures en Europe par rapport à celles d'EDF en France. Le nucléaire est aussi un outil utile à l'accompagnement du développement des EnR en ayant encore développé ses capacités de modulation (entre 20 % et 100 % de la puissance d'une tranche en trente minutes).

Réduire drastiquement les émissions de CO₂ de son portefeuille d'actifs fossiles

EDF s'attache à réduire les émissions de CO₂ de son mix énergétique tant en France qu'à l'international (enjeu n° 9 Réduction des émissions liées aux énergies fossiles)

En France, EDF a fait évoluer son parc de production fossile par la fermeture de 10 de ses 13 tranches à charbon (2 835 MW), ainsi que par la fermeture de la centrale à fioul d'Aramon (1 370 MW). Suite à la décision du Comité Central d'Entreprise du 21 septembre 2016, EDF a engagé la mise en arrêt des dernières tranches fioul. Les unités de Porcheville 1 à 4 et de Cordemais 2 ont été définitivement mises à l'arrêt en 2017 (2 975 MW). L'arrêt de l'unité 3 de Cordemais (700 MW) est prévu en 2018. En application des PPE⁽⁵⁾ de Corse et Guyane, la fermeture des centrales de Vazzio (Corse) et Dégrad des Cannes (Guyane) est programmée en 2023. La fermeture des dernières tranches à charbon en France métropolitaine (dont trois unités de production EDF) est envisagée pour 2023 en application de l'actuelle PPE.

Au Royaume-Uni, EDF Energy exploite encore près de 4 GW de centrales à charbon, indispensables aujourd'hui à l'équilibre offre/demande du pays. Ces centrales devraient être fermées d'ici 2025, suivant les décisions du gouvernement britannique. Par ailleurs, EDF Energy, dans le cadre de son « better plan » ambitionne d'atteindre un niveau d'émissions en dessous de 50 g CO₂/kWh afin de continuer à être le producteur bas carbone leader dans ce pays. Des investissements stratégiques dans les énergies renouvelables et nucléaire sont prévus par EDF Energy afin d'atteindre cet objectif ambitieux.

En Belgique, EDF Luminis a procédé en 2017 à la fermeture de la centrale à gaz de Gent Ham. Les centrales à gaz d'Angleur, Izegem et Seraing seront arrêtées dans les deux prochaines années suite à une décision interne de l'entreprise. Dans le reste de l'Europe continentale hors France, EDF met en œuvre les résultats de la revue stratégique de ses actifs de production d'énergie à partir de combustibles fossiles.

L'augmentation observée des émissions de gaz à effet de serre entre 2016 et 2017 est principalement corrélée à une moindre hydraulité, une disponibilité des centrales nucléaires françaises en amélioration, mais inférieure à l'attendu, et à une meilleure disponibilité des dernières centrales charbon du Groupe (qui ont, compte tenu des règles et des prix de marché, été sollicitées de préférence aux centrales gaz). C'est pourquoi EDF plaide pour un prix plancher du CO₂ pour limiter l'utilisation des centrales à charbon avant la finalisation des travaux en vue de leur fermeture ou substitution par la biomasse d'une partie du charbon des centrales. Plus généralement, le Groupe travaille à optimiser la performance de l'ensemble son parc thermique.

Produire un Bilan GES complet

Si le Groupe historiquement communique ses émissions directes de CO₂, EDF a établi annuellement depuis 2011 un Bilan GES couvrant aussi ses émissions indirectes (scopes 1, 2, et 3), allant ainsi au-delà de ses obligations réglementaires. Depuis 2013, une démarche progressive a été engagée pour établir également un Bilan GES au périmètre du Groupe, suivant une méthodologie harmonisée, établie sur la base des principes du GHG Protocol Corporate Standard. Les travaux ainsi engagés permettent de disposer d'une bonne vision des émissions directes et indirectes de l'ensemble du Groupe. Les émissions directes du groupe EDF correspondent presque exclusivement aux émissions associées à la production d'électricité d'origine fossile, et représentent environ 50 millions de tonnes de CO₂, les autres sources d'émissions directes étant très réduites. Les émissions indirectes sont désormais supérieures aux émissions directes compte tenu de la politique de décarbonation de la production et du faible niveau relatif des émissions directes : les postes principaux correspondent à la combustion du gaz vendu par EDF, à l'électricité achetée pour servir nos clients finaux, à l'amont des combustibles fossiles et nucléaires utilisés dans les centrales, et à l'amortissement des émissions associées à la construction de nos centrales. Les autres postes d'émissions indirectes, qui comprennent les émissions associées aux achats de biens et services, aux déplacements des salariés, ou à l'électricité consommée pour notre propre usage sont proportionnellement très limités. Les éventuelles émissions associées aux investissements du Groupe dans des actifs non consolidés n'ont pas été incluses.

(1) Émissions directes, hors analyse du cycle de vie des moyens de production et des combustibles.

(2) Cf. section 3.3.2 « Stratégie d'adaptation au changement climatique ».

(3) Outre d'autres commodités et variables réglementaires.

(4) Ceci est réalisé au sein du Comité des engagements d'EDF.

(5) PPE : Programmation pluriannuelle de l'énergie.

3. INFORMATIONS ENVIRONNEMENTALES ET SOCIÉTALES – RESSOURCES HUMAINES

Répondre aux défis du changement climatique

Au regard de la nouvelle réglementation fixée par l'Article 173 de la loi de transition énergétique, qui prescrit la communication d'informations relatives aux postes significatifs d'émissions de gaz à effet de serre générées du fait de l'activité du Groupe, EDF a considéré que le total des émissions directes de CO₂ des centrales de production (scope 1) et des émissions associées à la combustion du gaz vendu à nos clients finaux (scope 3) répond à l'exigence réglementaire de significativité dans la mesure où ces deux postes d'émission représentent plus de 75 % des émissions directes et indirectes du Groupe.

Impliquer les salariés dans la lutte contre le changement climatique

EDF intègre indirectement des indicateurs de performance liés au climat dans la rémunération de ses salariés. Par exemple, parmi ses critères d'intéressement, EDF intègre un critère environnemental qui vise l'utilisation des outils de réunion digitaux en remplacement des déplacements des salariés. La rémunération variable des dirigeants est notamment liée au niveau de disponibilité du parc nucléaire, car cette production d'électricité ne génère pas d'émissions directes de CO₂.

3.3.1.2 Contribuer à décarboner l'économie à travers une électricité sobre en carbone ⁽¹⁾

Alors que l'électricité est aujourd'hui en France l'une des moins carbonées au monde, et que la volonté politique dans la majeure partie des pays est de poursuivre la décarbonation de la production d'électricité à l'amont, il est souhaitable d'accélérer l'électrification des usages, en particulier dans les pays où l'intensité carbone de l'électricité est déjà très faible, afin de décarboner l'ensemble de l'économie. Il est notamment essentiel d'agir sur les principales sources d'émissions de CO₂ génératrices de changement climatique que sont le bâtiment et la mobilité. Ceci conduit à privilégier les solutions électriques dans le bâtiment : pompe à chaleur, chauffe-eau thermodynamique, « Smart Joule » ; et à développer le véhicule électrique.

Dans le cadre de CAP 2030, EDF travaille activement sur ce dernier enjeu, à travers des offres à destination de tous les marchés :

- des solutions de charge (prise ou borne) sur les places de parking (individuelles ou partagées) pilotables localement ou à distance avec des services associés (maintenance, répartition des coûts) ;
- des offres destinées aux entreprises et aux collectivités locales, qui proposent avec SODETREL l'installation (en parking ouvert au public ou en voirie), l'exploitation, la maintenance des bornes de recharges et les services associés (pilotage, smartcharging, itinérance, etc.) ;
- des offres destinées aux collectivités locales désireuses d'électrifier leurs transports en commun : installation de l'infrastructure de recharge au dépôt ou au terminus avec Optimal Solutions, location de batterie avec NEoT Capital.

Enedis poursuit le raccordement des bornes publiques au réseau, dans les zones de concession. En un an, 5 498 bornes publiques se sont développées sur le territoire, soit une augmentation de 36 %. En ce qui concerne le parc de véhicules, le gestionnaire de réseau Enedis dispose de 1 650 véhicules électriques en septembre 2017, soit 10 % de sa flotte de véhicules légers qui sont à l'origine de l'essentiel de ses émissions directes. Dans le cadre de sa nouvelle stratégie véhicule, Enedis souhaite s'inscrire dans les obligations issues de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte : affectation des véhicules électriques en priorité sur des sites qui pourraient être impactés par des zones de restriction de la circulation lors des événements de pollution atmosphérique, donc sur des sites de grandes agglomérations. L'entreprise expérimente aussi en interne sur sa flotte le pilotage de la recharge, permettant de lisser les appels de puissance dans le temps lors de la recharge des véhicules, et ainsi d'éviter de forts impacts sur le réseau

3.3.1.3 Accompagner les clients à consommer mieux et moins ⁽²⁾

Le groupe EDF souhaite aider tous ses clients particuliers, entreprises et collectivités locales, à consommer mieux et moins, et, in fine, à réduire leur empreinte CO₂, en liaison avec l'ORE numéro 4 : « Innover par des solutions numériques d'efficacité énergétique pour que chaque client puisse consommer mieux ».

EDF a développé de nombreuses offres innovantes qui répondent à cet objectif qui sont décrites au paragraphe 3.2.1 « Offres clients innovantes ».

L'action d'EDF s'inscrit aussi dans le cadre du dispositif français des Certificats d'Économies d'Énergie (CEE) qui incite les vendeurs d'énergie à promouvoir l'efficacité énergétique auprès des consommateurs d'énergie, et qui fait d'EDF le premier producteur français de CEE.

EDF remplira son obligation pour la 3^e période des Certificats d'Économies d'Énergie (CEE) qui s'achève fin 2017.

En 2017 EDF a amplifié l'accompagnement de ses clients particuliers, entreprises et collectivités dans leurs actions d'économies d'énergie afin de préparer la très ambitieuse 4^e période du dispositif qui s'ouvre en 2018, avec une obligation quasi doublée.

Pour cela :

- EDF a lancé en juin 2017 la plateforme internet prime-energie-edf.fr permettant aux ménages qui réalisent des travaux d'efficacité énergétique d'obtenir directement une aide financière d'EDF ;
- EDF s'est engagé dans l'opération « Coup de Pouce Économies d'Énergie » destinée aux ménages modestes, qui permet à ces derniers d'obtenir une aide financière majorée dans le cadre des CEE ;
- EDF a également accentué sa présence au côté des industriels, des entreprises du secteur tertiaire et des Collectivités afin de les accompagner dans leurs opérations d'efficacité énergétique ;
- EDF a notamment signé de nombreuses conventions avec les Territoires à Énergie Positive pour la Croissance Verte pour les accompagner dans le financement de leurs travaux d'efficacité énergétique.

Pour les clients répondant aux critères d'éligibilité de l'initiative gouvernementale Energy Company Obligation (ECO), EDF Energy contribue au remplacement des chaudières à gaz, à l'isolation des combles ou de murs. *Green Hub*, une équipe de service à la clientèle composée de conseillers spécialisés en efficacité énergétique, gère tous les appels liés à l'efficacité énergétique. Dans le cadre du plan ECO ⁽³⁾ 73 932 initiatives liées à l'efficacité énergétique ont été réalisées grâce au financement par EDF Energy de systèmes ECO au Royaume-Uni.

Accompagner la transition énergétique des villes et des territoires

La matrice de matérialité identifie le développement des nouveaux usages de l'électricité parmi ses enjeux matériels (enjeu n° 11 Développement des nouveaux usages de l'électricité). Cela fait référence au recours à l'électricité en remplacement des énergies fossiles, et notamment au développement de la mobilité électrique, ainsi qu'au développement de nouvelles infrastructures et services électriques contribuant à des villes durables.

Le groupe EDF est largement engagé dans la transition énergétique des villes et des territoires, acteurs incontournables de la lutte contre le changement climatique. Il développe des réponses sur-mesure pour accompagner les projets énergétiques locaux des collectivités. Les actions engagées portent sur la stratégie et le conseil amont en énergie, la production d'énergie à partir de ressources locales, la performance énergétique et environnementale des bâtiments et des équipements, l'éclairage public et la mobilité.

(1) Fait référence au recours à l'électricité en remplacement des énergies fossiles, et notamment au développement de la mobilité électrique, au développement de nouvelles infrastructures et services électriques contribuant à des villes durables, et à l'accroissement des parts de marché sur le chauffage.

(2) La matrice de matérialité identifie l'efficacité énergétique parmi ses enjeux matériels (enjeu n° 10 Efficacité énergétique). Cela fait référence aux services pour maîtriser la consommation d'électricité (notamment via les solutions numériques d'efficacité énergétique) et aux mesures de sensibilisation déployées en vue de promouvoir un usage sobre de l'électricité. Cet enjeu fait également référence à l'optimisation du rendement du réseau.

(3) De janvier 2015 à octobre 2017.

Ainsi en France, EDF répond aux attentes des collectivités et de leurs élus, qui doivent concilier attractivité territoriale, respect des exigences environnementales, maîtrise de l'étalement urbain, et pour qui l'énergie constitue une des principales préoccupations.

EDF réalise des études énergétiques pour accompagner les collectivités dans la définition de leur stratégie énergétique territoriale (étude du potentiel ENR, de la solution énergétique la plus adaptée, de la stratégie de rénovation résidentielle, etc.) en utilisant ses outils ISEO et MONSTER, accompagne des collectivités pour leurs dossiers TEPCV, et réalise de nombreuses actions de communication. EDF a aussi distribué plus d'un million de LED auprès des territoires éligibles.

Dalkia développe avec l'extension du réseau de chaleur et de froid urbain de la métropole de Lyon le premier smart grid thermique bas carbone de France qui fait appel à des technologies de pointe et au numérique pour la modélisation urbaine et la planification stratégique en sollicitant des partenaires locaux. Il s'agit d'un projet ambitieux et porteur de développement économique et de création d'emplois. Le réseau atteindra un taux d'ENR de 65 % avec une baisse significative des émissions de CO₂.

Dans l'écoquartier Nanterre Cœur Université, dans les Hauts-de-Seine, Optimal Solutions, filiale de Dalkia, en partenariat avec Bouygues Immobilier, développe le premier double smart grid privé de France, à la fois thermique et électrique. Le réseau est doublement smart : d'un côté, il est smart thermique car il relie les différents immeubles (bureaux, logements, commerces), mutualise les besoins des occupants et permet aux bâtiments d'échanger leurs calories. De l'autre côté, il est smart électrique car il produit une partie de l'électricité nécessaire à son propre fonctionnement.

SEI a notamment lancé le projet Sunny Mouv à la Réunion pour le pilotage de charge à partir d'un signal du dispatching, visant à favoriser la charge des VE pendant les heures de production les moins carbonées et en évitant les pointes de consommation, et inauguré le microréseau à hydrogène de Mafate (POWIDIAN). SEI prépare aussi le développement de microréseaux 100 % ENR en d'autres lieux (Sein, Ouessant, St-Georges de l'Oyapock, Maripasoula, etc.).

SEI accompagne également la ville de Bouillante en Guadeloupe dans la rénovation complète de son éclairage public par de l'éclairage performant à LED avec financement participatif. Ce projet de 1 000 points lumineux permettra à la ville de diminuer de moitié sa consommation d'électricité pour l'éclairage public.

La direction de la Production thermique participe activement avec d'autres composantes du Groupe et les parties prenantes du Territoire au projet Clean-tech Vallée dans le Gard : après l'arrêt définitif de la Centrale d'Aramon en avril 2016, un diagnostic territorial diligent par EDF révèle le potentiel de développement dans les « Clean tech » du territoire. Ce diagnostic a permis de bâtir un programme de redynamisation construit en trois axes : le développement industriel, la transition énergétique et le développement de projets locaux, en lien très étroit avec la Centrale de Tricastin, toute proche.

Électricité de Strasbourg, dans le cadre de la politique de développement durable de l'Eurométropole de Strasbourg, étudie notamment un ravitaillement « à quai » des bateaux de croisière, afin d'enclencher des projets qui impacteront significativement la qualité de l'air.

Un des enjeux majeurs de Citelum est l'efficacité énergétique des installations d'éclairage (public et indoor). Pour réaliser ces économies d'énergie, Citelum met en place des solutions de programmation (*dimming*) et de télégestion des installations, des logiciels pour l'analyse des consommations et propose à ses clients la plateforme MUSE de gestion des installations d'éclairages.

Un consortium réunissant Bouygues et Citelum a remporté un contrat très novateur à Dijon. Les données numériques de fonctionnement de l'ensemble des services publics remonteront en temps réel dans un centre de commandement unique. Les citoyens pourront alerter de tout problème afin de déclencher une intervention, et seront informés de sa résolution.

Le gestionnaire de réseau Enedis développe depuis 2011 un programme Smart Grids dont la spécificité est d'expérimenter dans une vision système les différents aspects des smart Grids. L'ambition est d'accompagner activement la transition énergétique en poursuivant l'intégration des énergies renouvelables au réseau de distribution électrique, le développement de nouveaux usages tels que la mobilité électrique et de favoriser le développement d'actions pour la maîtrise de la demande en énergie et en puissance.

Concernant le chantier « Réseaux Électriques Intelligents » (REI) initié par le gouvernement, l'année 2017 a été marquée par la mise en place de la gouvernance au sein des trois projets lauréats pilotés par les collectivités territoriales : SMILE (Bretagne et Pays de la Loire), Flexgrid (PACA) et You&Grid (Hauts-de-France). Les parties prenantes du projet SMILE se sont ainsi constituées en association en février 2017.

Ces vitrines de déploiement des smart grids se structurent autour :

- de la constitution de portefeuilles de projets de territoires autour de sujets tels que l'autoconsommation, les données, la mobilité électrique, etc. ;
- du déploiement à grande échelle de technologies smart grids sur les réseaux électriques, pour lequel Enedis investira 40 millions d'euros entre 2018 et 2020 spécifiquement sur les zones SMILE et Flexgrid.

Par ailleurs, l'association Think Smartgrids, présidée par Philippe Monloubou, Président du Directoire d'Enedis, rassemble aujourd'hui plus de 100 membres (+ 20 recrutements en 2017). L'association a poursuivi ses actions à l'international avec de nombreux déplacements et rencontres avec des délégations étrangères. Des voyages en Asie ont notamment permis de formaliser des coopérations avec Singapour et l'Indonésie et un accord pour le lancement d'un démonstrateur de micro-grid dans la baie de Singapour.

Enfin, Enedis a réalisé avec l'ADEEF (l'Association des distributeurs d'électricité en France), une étude des solutions smart grids à horizon 2030 afin d'analyser les coûts et les bénéfices pour la collectivité. Cette étude a permis de produire une première valorisation économique de solutions smart grid, en particulier de l'apport pour la collectivité des flexibilités sur le réseau de distribution.

En Belgique, EDF Luminus est engagé dans différents projets en Flandre et en Wallonie :

- Smart city Genk : EDF Luminus a conduit un audit complet de l'éclairage public de Ghent, qui sert de base au développement d'un plan d'évolution de l'éclairage, présenté aux habitants en 2017, permettant une réduction de coût et une amélioration du confort, à travers des changements de régime d'éclairage. À plus long terme, des leds seront installées, réduisant ainsi les émissions de CO₂ ;
- Smart city Gand : EDF Luminus a poursuivi le développement d'un projet de réseau de chaleur avec la connexion de nouveaux sites ;
- Smart City Liège : EDF Luminus appuie la Province de Liège dans le développement de stations de recharge sur le domaine public.

En Italie, Edison est récemment entrée dans le métier du chauffage urbain par l'acquisition de Comat Energia Srl, qui fournit des solutions de chauffage urbain biomasse à des villages. L'activité est orientée vers l'optimisation et la valorisation de ressources d'énergie locales. Le dialogue avec les territoires se développe aussi à travers des accords de collaboration stratégiques avec des parties prenantes locales ou nationales. Par exemple, un accord a été conclu avec le Politecnico di Torino pour la mise en œuvre d'un « Energy Center » et pour l'organisation d'un Master 2 sur l'Efficacité Énergétique.

3.3.2 STRATÉGIE D'ADAPTATION AU CHANGEMENT CLIMATIQUE (1)

Le changement climatique a des impacts directs sur les conditions physiques d'exercice des activités du Groupe, ainsi que des impacts indirects tels que l'altération de la demande d'énergie et de l'environnement concurrentiel. Le groupe EDF dispose depuis 2010 d'une stratégie d'adaptation au changement climatique qui vise à donner une réponse à ces enjeux, de manière à en réduire ou à en éviter les effets préjudiciables et à en exploiter les effets bénéfiques. Cette stratégie, en cours de révision actuellement, concerne d'abord l'implication des services de R&D, susceptibles de proportionner les données nécessaires pour la modélisation du climat futur pour prévoir des impacts ainsi que les solutions ; sur cette base, il s'agit ensuite de prévoir les mesures à prendre sur les installations industrielles actuelles et pour les phases de conception, ainsi que de prévoir des mesures d'optimisation de la production/consommation ; il s'agit également d'adapter les savoir-faire internes, ainsi que les produits et services offerts par le Groupe à ses clients.

(1) La matrice de matérialité identifie l'adaptation des infrastructures et de l'activité aux conséquences du changement climatique parmi ses enjeux matériels (enjeu n° 19 l'adaptation des infrastructures et de l'activité aux conséquences du changement climatique). Cela fait référence à l'adaptation des infrastructures aux catastrophes naturelles, aux variations climatiques (notamment l'augmentation de la température des eaux, ou à la baisse de la pluviométrie), ou à tout événement important d'ampleur difficilement prévisible.

3. INFORMATIONS ENVIRONNEMENTALES ET SOCIÉTALES – RESSOURCES HUMAINES

Répondre aux défis du changement climatique

Les quatre axes principaux, qui adressent tant les risques physiques comme de transition liés au changement climatique sont :

- évaluer les impacts des changements climatiques en cours et à venir sur les installations et activités ;
- adapter les installations concernées pour les rendre moins sensibles aux conditions climatiques attendues et améliorer leur résilience aux évolutions et situations extrêmes plus difficilement prévisibles ;
- prendre en compte les conditions climatiques futures dans la conception des installations ;
- adapter les offres, les opérations internes et le savoir-faire du Groupe au changement climatique.

À travers sa R&D, EDF dispose de méthodes et outils permettant de modéliser et d'atténuer les impacts du changement climatique, ainsi que d'anticiper la direction dans laquelle les systèmes énergétiques pourraient évoluer à la suite des transitions énergétiques.

- Afin de faire face aux risques physiques du changement climatique, EDF a créé un « Service climatique » chargé de constituer une base de données comportant des projections climatiques expertisées et « prêtes à l'emploi ». À destination des managers et experts du Groupe, cette initiative contribue à déployer la stratégie au sein de l'entreprise. Par ailleurs, EDF a entamé un programme de recherche sur la robustesse des sources froides des centrales nucléaires et thermiques en exploitation ; ce programme intègre les résultats obtenus sur l'évaluation de la disponibilité de l'eau dans les principaux bassins français. Les centrales nucléaires ont été conçues avec un haut niveau de résistance vis-à-vis d'événements climatiques extrêmes ⁽¹⁾.
- Le Groupe a aussi entamé des projets de recherche afin d'anticiper les évolutions des systèmes énergétiques, faire émerger les déterminants et les contraintes auxquelles ils seront soumis, d'identifier les facteurs de rupture et informer les visions des marchés énergétiques mondiaux déterminantes de la stratégie de l'entreprise.

L'adaptation aux effets physiques du changement climatique concerne essentiellement les ouvrages à cycle de vie long : centrales nucléaires et thermiques, barrages hydrauliques, plateformes hydrocarbures en mer. Prévue pour être exploitée sur une période plus courte (20 ans environ), les centrales éoliennes et photovoltaïques sont peu impactées, d'autant qu'il s'agit d'installations légères aux équipements faciles à remplacer. Il s'agit de prendre des mesures sur les actifs existants et de concevoir les actifs futurs en prenant en compte les évolutions du climat.

Afin d'améliorer l'efficacité des centrales nucléaire et thermiques en exploitation par temps chaud et froid, des travaux de rénovation (près de 400 millions jusqu'en 2019) sont mis en œuvre sur les centrales françaises. Le franchissement d'un jalon important consistant en la fin de la réalisation de la première phase de modifications « grands chauds » sur les tranches 900 MW CP1 et CP2 a eu lieu courant 2017.

Afin de renforcer la résilience aux aléas climatiques extrêmes des installations hydrauliques, certains ouvrages le nécessitant ont été renforcés avec l'installation d'évacuateurs de crues. C'est le cas du barrage de Record, dernier barrage EDF à bénéficier des évacuateurs de crues en touches de piano « *Piano Key Weirs* ». Développée par l'ingénierie hydraulique et la R&D d'EDF, en collaboration avec l'association HYDROCOOP, l'École Polytechnique Fédérale de Lausanne et l'Université de Liège, EDF a reçu pour cette innovation le 2 décembre 2015 le Prix Grand Groupe du Trophée des Solutions Climat de la catégorie « Adaptation aux effets du changement climatique ».

Au Royaume-Uni, en complément de la stratégie d'adaptation du Groupe, EDF Energy a réévalué ses risques, en particulier ceux liés à la hausse de la température de l'air et de la mer, et son Plan d'adaptation au changement climatique intègre le plan national du Royaume-Uni.

En termes de conception, par exemple, une hausse potentielle du niveau des mers et des océans a été intégrée dans la conception des nouvelles centrales nucléaires EPR du Groupe, intégrant ainsi dès la conception les études prospectives les plus précises et les plus récentes.

(1) Tels qu'inondations, incendies etc.

(2) Extrait de l'étude « The Carbon Policy Footprint Corporate impact on climate policy may be more important than physical emissions - introducing the 50 Most Influential, InfluenceMap September 2017 ».

(3) <https://www.fsb-tcfd.org/wp-content/uploads/2017/06/TCFD-Supporting-Companies-28-June-2017-final.pdf>.

(4) Via ses divers Comités.

Le gestionnaire de réseau Enedis a formalisé dans son plan d'adaptation au changement climatique les mesures prévues pour réduire la vulnérabilité des réseaux (1,3 million de kilomètres) et diminuer les délais de réalimentation des clients en cas de coupure. Il couvre également les risques d'inondation et de chaleurs estivales. L'essentiel du plan consiste à enfouir des réseaux HTA aériens pour prendre en compte les risques de chutes d'arbres, vent, neige, givre, en priorisant les ouvrages les plus exposés et à fort enjeu vis-à-vis de la réalimentation des clients. Dans ce cadre, Enedis a déposé en 2017 3 600 kilomètres de lignes aériennes HTA, dont 1 000 à risque climatique avéré. Par ailleurs, 98 % des réseaux neufs HTA sont enfouis et 80 % des réseaux neufs basse tension utilisent des techniques discrètes plus sûres.

En complément de ce programme d'investissement, la Force d'Intervention Rapide Électricité (FIRE) a été mobilisée suite aux événements Egon, KLM, Zeus et Irma. Elle peut mobiliser jusqu'à 2 000 intervenants 24 heures sur 24, 7 jours sur 7, aussi bien sur le territoire national qu'à l'étranger. En 2017, une innovation concernant un poste source en kit réalisable en 96 heures (contre neuf mois pour une reconstruction) a été testée avec succès dans le sud-ouest de la France et enrichit désormais la panoplie de solutions de la FIRE.

3.3.3 ENGAGEMENT ET TRANSPARENCE

Dans le cadre de sa stratégie CAP 2030, EDF ambitionne d'être un électricien performant et responsable, champion de la croissance bas carbone. EDF s'est engagée à aller au-delà des exigences de la trajectoire des 2°C fixée par l'accord de Paris, et à maintenir sa position de leader parmi les producteurs européens d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables. EDF fonde ainsi sa stratégie sur la prise en compte, dans toutes ses dimensions, du changement climatique.

Au-delà de ses propres engagements, EDF s'est associé, depuis plusieurs années, à de nombreuses initiatives volontaires des entreprises en faveur du climat. L'adhésion à l'initiative Business Leadership Criteria for Carbon Pricing du Global Compact ou la contribution à l'engagement des entreprises françaises pour le climat à l'occasion de la COP 21 en sont des exemples. Les réflexions menées par le Groupe en 2017 autour de l'initiative Science Based Target s'inscrivent également dans cette dynamique. Par ailleurs, l'ONG InfluenceMap classe EDF parmi les 16 organisations les plus influentes en matière de politique climatique ⁽²⁾.

Lorsque le groupe de travail du Conseil de Stabilité Financière (FSB) sur la transparence financière en matière climatique (Task force on Climate-related Financial Disclosures – TCFD) a publié le 29 juin 2017 des recommandations quant aux déclarations volontaires de risques financiers liés au changement climatique, à usage des entreprises pour la communication d'informations aux investisseurs, prêteurs, assureurs, et autres parties prenantes, EDF a été l'une des premières organisations au niveau mondial à soutenir ces recommandations ⁽³⁾.

D'ores et déjà, la communication financière et extra-financière d'EDF est en ligne avec les orientations clés de la TCFD ; sur le volet gouvernance des recommandations de la TCFD, sont notamment présentés dans ce document des informations relatives à l'approche par le Conseil d'administration ⁽⁴⁾ des risques et opportunités liés au changement climatique, ainsi que sur la description du rôle de la direction dans l'appréhension et la gestion de ceux-ci (cf. sections 2.2, 3.1.8 et 4.2) ; sur le volet stratégie, des informations relatives à la description des impacts du changement climatique sur la stratégie d'EDF, des risques et opportunités liés au climat, ainsi que des informations relatives au processus de scénarisation d'EDF sont disponibles dans les sections 1.3, 2.1, 1.6.2, 3.2, 3.3 ; concernant la gestion de risques, des informations relatives à la description du processus d'identification, d'évaluation, et de maîtrise des risques du Groupe (ce qui inclut aussi les risques liés au changement climatique, intégrés dans le périmètre de la cartographie des risques Groupe examinée par le Comité d'audit du Conseil d'administration), et à la description du processus de gestion de ces risques, se trouvent dans les sections 2.2 et 3.1.8 ; enfin, des informations relatives aux indicateurs et objectifs existants au sein du Groupe en vue d'évaluer les risques et opportunités liés au climat sont disponibles dans le tableau des indicateurs environnementaux figurant en section 3.7, ainsi que dans la section 3.1.

Afin d'accroître encore la transparence en matière climatique, EDF s'engage sur un processus d'alignement complet, dès les prochaines années, de ses déclarations de

risques financiers liés au changement climatique au regard des recommandations de la TCFD, de façon à répondre continuellement à l'évolution des attentes des marchés financiers vis-à-vis des risques posés par le changement climatique.

3.4 OPTIMISER L'UTILISATION DES RESSOURCES NATURELLES ET PRÉSERVER L'ENVIRONNEMENT

3.4.1 UN PRINCIPE D'ÉCONOMIE CIRCULAIRE

Dans un contexte de raréfaction des ressources naturelles, l'économie circulaire vise à répondre à la croissance des besoins en la découplant de l'utilisation de ces ressources, et en sortant du modèle industriel linéaire extraction – production – utilisation – déchet. Il s'agit de concilier croissance, bien-être et confort avec les limites de la planète, dans un principe prolongé de celui de développement durable. Cela se matérialise au travers de leviers d'actions tels que la réparation, la réutilisation, le réemploi, le recyclage des objets. L'écoconception des produits est également encouragée.

EDF s'inscrit dans cette démarche. Produire de l'électricité ou de la chaleur est une activité industrielle qui nécessite des moyens de production eux-mêmes issus d'un processus de transformation de ressources naturelles pour les construire, puis les exploiter, et gérer leur fin de vie. Le modèle industriel intégré d'EDF : concepteur – constructeur – exploitant – déconstructeur de ses outils de production place le groupe EDF dans une position privilégiée pour contribuer au développement de cette nouvelle forme d'économie par le biais de l'écoconception, de l'amélioration du rendement et de la durée de vie de ses installations et par la bonne gestion des matières et déchets générés par leur exploitation. L'électricité est également un vecteur de transformation des économies par le développement de nouveaux usages qui apportent un meilleur confort en réduisant l'utilisation des ressources naturelles (mobilité électrique, nouveaux services énergétiques...).

En cohérence avec les nécessités de la transition énergétique, le Groupe fait de l'utilisation optimale des ressources naturelles réclamées par sa chaîne de valeur, une composante essentielle de sa responsabilité d'entreprise et a inscrit cet axe dans sa politique de développement durable. Elle constitue une attente forte de la part de ses parties prenantes, et son objet va bien au-delà de la seule gestion des déchets⁽¹⁾. Les principes de l'économie circulaire nourrissent la conduite managériale de l'entreprise⁽²⁾. Des actions concrètes sont menées sur le terrain notamment dans le domaine de la récupération d'énergie au sein de nos process ou de ceux de nos clients mais également en favorisant le réemploi de nos matières et matériels dans le cadre de nos importants chantiers de construction ou de déconstruction (parc thermique et nucléaire) et également dans le cadre de nos activités de traitement de déchets à l'exemple de la fabrication d'éléments de protections biologiques à partir de déchets métalliques à SOCODEI. L'écoconception devient un incontournable dans les entités d'ingénierie comme en témoigne la prise en compte des « recommandations en phase de conception pour faciliter la déconstruction » lors de la définition du basic design des futurs réacteurs nucléaires. Un groupe dédié a été mis en place au sein de la Direction R&D qui axe ses recherches sur la valorisation des ressources en optimisant l'intégration des systèmes multi-énergétiques locaux, la gestion des sols et des déchets, dans une optique d'économie circulaire.

3.4.2 L'EAU

La demande mondiale en énergie et en eau s'intensifie dans un contexte de changement climatique. Le secteur de production énergétique, de la production d'énergie primaire à la génération d'électricité, dépend entièrement de l'eau. Il faut de l'eau pour produire de l'énergie (excepté pour l'énergie éolienne et le photovoltaïque) ; c'est le volet quantitatif de l'eau. Pour le volet qualitatif, la matrice de matérialité identifie bien l'eau comme un enjeu matériel important (enjeu n° 22 Gestion des milieux : pollution des sols et des eaux). Cela fait référence à la gestion des risques de pollution et de contamination susceptibles de causer dans les milieux

terrestres et aquatiques des altérations biologiques, physiques et chimiques, et à leurs effets sur la santé.

En tant que gestionnaire et utilisateur majeur de l'eau, EDF doit protéger, gérer et partager l'eau au sein de ses territoires d'implantation en intégrant pleinement la dimension locale de l'eau. Le groupe EDF a intégré le risque « eau » dans sa politique de gestion des risques. Chaque décision d'investissement fait donc l'objet d'une analyse de risques détaillée ainsi que d'études d'impacts approfondies.

3.4.2.1 L'eau : une ressource pour la production d'énergie

L'eau est un élément fondamental pour la production d'énergie. La force de l'eau est la matière première de la production hydroélectrique. L'eau est nécessaire au refroidissement des centrales thermiques ainsi qu'à l'extraction et au raffinage des produits pétroliers et gaziers.

L'hydroélectricité, et donc l'eau, joue également un rôle important pour les systèmes électriques. Les grands lacs de barrage et les stations de pompage (STEP) assurent une fonction de stockage de l'eau, transformable rapidement en énergie électrique. De ce fait, les grands lacs de retenue sont encore aujourd'hui la seule forme de stockage électrique à grande échelle (14 GW appelables en 10 minutes en France) indispensable aux périodes de pointe, au développement des énergies renouvelables intermittentes, et à la réponse à incidents pour éviter un *black-out*. En 2017, le lancement des études du projet de STEP à Sampolo en Corse a été validé.

En France, EDF gère 7,5 milliards de mètres cubes d'eau stockées dans ses réservoirs (représentant environ 75 % des réserves artificielles du pays). À l'échelle du Groupe, environ 50 milliards de mètres cubes d'eau (eau de mer comprise) sont prélevés pour le refroidissement des moyens de production thermique dont 99 % sont restitués dans le milieu naturel presque instantanément, ce qui fait d'EDF un important préleveur d'eau, mais un faible consommateur d'eau.

Maîtriser son prélèvement et sa consommation d'eau

Le Groupe s'est engagé à poursuivre l'amélioration des performances en termes de prélèvements et de consommation d'eau des centrales existantes, et à rechercher la meilleure efficacité pour l'utilisation de l'eau à l'échelle des territoires et des bassins hydrographiques.

La répartition de l'eau utilisée pour le refroidissement des centrales thermiques du groupe EDF représente 53 % d'eau de mer, 34 % d'eau douce et 13 % d'eau saumâtre (ou estuaire). En France, cela représente 44 % d'eau de mer, 40 % d'eau douce et 16 % d'eau saumâtre (ou estuaire).

L'exposition des moyens de production du Groupe au stress hydrique a été évaluée et est maîtrisée. L'essentiel du prélèvement d'eau de ses installations se fait en France (77 %) et au Royaume-Uni (18 %) dans des zones où il n'y a pas de stress hydrique permanent ; les installations nucléaires et thermiques sont majoritairement implantées en bord de mer, n'utilisent donc pas d'eau douce. De plus, dans les situations où un risque potentiel ponctuel a été identifié, des mesures adaptées ont été prises à la conception ou en cours d'exploitation. Ainsi, le réservoir de Lunax a été construit dès l'origine en amont de la centrale nucléaire de Golfech pour palier un déficit possible d'eau de la Garonne utilisée pour son refroidissement en période de sécheresse aggravée. L'accessibilité à l'eau pour les besoins de production est donc assurée même dans des conditions particulières, voire extrêmes. Le stress hydrique et son évolution est un paramètre regardé avec attention pour le criblage de tout nouveau projet présenté en CECEG.

(1) Noter qu'en matière de lutte contre le gaspillage alimentaire, tel que mentionné par le décret du 19 août 2016 en application de l'article L. 225-01 du Code de commerce, EDF peut être concerné s'agissant par exemple des cantines mises à disposition des salariés ; leur gestion est principalement confiée au CCE d'EDF et à ce stade, EDF ne considère pas cette information comme une information importante.

(2) L'économie circulaire est l'une des nouvelles exigences de norme ISO 14001 sur laquelle s'appuie l'action managériale de terrain.

3. INFORMATIONS ENVIRONNEMENTALES ET SOCIÉTALES – RESSOURCES HUMAINES

Optimiser l'utilisation des ressources naturelles et préserver l'environnement

Globalement, 66 % de l'eau prélevée à des fins de refroidissement pour le Groupe est issue du milieu marin ou estuarien, sans contrainte de disponibilité de ressource. Cette part s'élève à près de 59 % en France, à plus de 99 % au Royaume-Uni et à près de 92 % en Italie.

Ces données relatives aux prélèvements d'eau diminuent de près de 4 % du fait notamment d'une diminution de la production thermique nucléaire en France et de

VOLUMES D'EAU PRÉLEVÉS ET RESTITUÉS PAR LE GROUPE

(en milliards de mètres cubes)

	2017	2016	2015
Eau de refroidissement prélevée	47,6	47,4	49,3
dont part d'eau douce	16,0	16,2	18,3
dont part d'eau saumâtre (ou estuaire)	6,4	6,1	5,2
Eau de refroidissement restituée	47,0	46,8	48,7
dont part d'eau douce	15,5	15,7	17,8
dont part d'eau saumâtre (ou estuaire)	6,4	6,1	5,2
Eau évaporée ⁽¹⁾	0,54	0,54	0,60

(1) Eau consommée.

A noter que la quantité d'eau douce prélevée dans les nappes phréatiques est marginale, environ 0,004 % de l'eau douce prélevée en surface.

La France voit la thermosensibilité de son parc thermique diminuer, avec la fermeture des anciennes centrales à charbon ou à fioul (centrale d'Aramon fermée en 2016 par exemple) à proximité des rivières. Les nouveaux moyens de production thermique sont désormais situés en bord de mer (CCG de Martigues) ou équipés d'aéroréfrigérants (Blénod 5 et mise en service industrielle du CCG de Bouchain à très hautes performances), qui réduisent la dépendance à la ressource en eau.

Près de 99 % des volumes d'eau prélevés sont restitués au milieu naturel. Conformément aux réglementations locales en matière de rejet, les sociétés du

(en l/kWh)

	2017	2016	2015
Eau consommée/production thermique	1,03	1,03	1,06

En intégrant la production d'origine renouvelable, qui ne consomme pas d'eau, le ratio spécifique se réduit même à 0.94 l/kWh.

En terme de qualité d'eau, EDF adresse tous les mois les résultats de la surveillance de différents paramètres concernant l'eau, réalisée par ses laboratoires spécialisés dans l'environnement, tous agréés par l'ASN, autour des centrales nucléaires. Chacune d'entre elles dispose d'un arrêté de rejets et de prélèvements d'eau qui lui est propre.

Exemples de réduction de consommation d'eau et mesures de limitation des prélèvements

Le groupe EDF travaille sur plusieurs leviers pour optimiser son utilisation d'eau et réduire la pression sur les milieux :

- la recherche de la meilleure efficacité possible pour l'utilisation de l'eau à l'échelle des territoires et des bassins hydrographiques
- la réduction des consommations d'eau avec des systèmes de refroidissement adaptés à la localisation géographique et à la disponibilité de la ressource en eau sur le site ;
 - centrales thermiques à refroidissement en circuit ouvert : prélèvement de l'ordre de 150 à 180 l/kWh et consommation très faible (ordre de grandeur 0,1 l/kWh),
 - centrales thermiques à refroidissement en circuit fermé du fait d'une ressource en eau moindre : prélèvement d'eau plus faible (6 à 8 l/kWh) qu'un circuit ouvert mais avec une consommation d'eau par évaporation plus importante via un aéroréfrigérant (2 à 3 l/kWh),
 - centrales thermiques avec refroidissement par aéroréfrigérant sec par air au lieu d'eau (conduisant à une dégradation du rendement de l'installation). Dans les départements d'outre-mer, où EDF investit dans de nouvelles centrales de production thermique, la R&D d'EDF a conçu des systèmes de refroidissement des moteurs par « aéroréfrigérants secs », qui réduisent les prélèvements d'eau de 700 000 mètres cubes par an et par centrale (soit l'équivalent de la consommation annuelle d'une ville d'environ 10 000

l'augmentation de production issue des centrales à cycle combiné gaz. Compte tenu de l'évolution prévue du parc, les prélèvements et consommations d'eau douce, qui étaient stables, seront à la baisse dans les années à venir.

Groupe mettent en œuvre les moyens nécessaires au respect des conditions de qualité et de température de l'eau, et mettent en place des mesures correctives immédiates en cas de dépassement éventuel.

La consommation spécifique d'eau évaporée par kilowattheure d'électricité produite par les centrales thermiques fossiles, gaz et nucléaires du Groupe est de 1,03 l/kWh. Du fait de l'utilisation de circuits ouverts et d'utilisation d'eau de mer dans certaines centrales, ces valeurs sont largement inférieures aux moyennes du secteur que l'on, peut trouver dans la littérature spécialisée, 1,8 à 2,8 l/kWh selon l'IAEA⁽¹⁾.

habitants). Les nouvelles centrales d'EDF PEI ne sont désormais plus refroidies à l'eau de mer,

- la limitation des prélèvements d'eau douce en recyclant de l'eau dans les process ou en dessalant de l'eau de mer,
- l'apport des programmes de recherche notamment de sa R&D.

En Belgique, EDF Luminus a modifié les consignes d'exploitation des pompes auxiliaires à eau de la centrale de Seraing sur une certaine période de l'année (d'avril à octobre pendant la période de réserve non stratégique) en passant d'un fonctionnement 7 jours sur 7 et 24 heures sur 24 à 2 x 1 heure par jour. Cette action a conduit à une diminution de 90 % des consommations d'eau de la rivière en 2017 et également à une réduction significative des taxes sur l'eau payées pour cette centrale.

L'installation d'un groupe « d'eau glacée » afin de refroidir les compresseurs de deux enceintes climatiques sur le site EDF de TEGG a été testée en 2017. Auparavant, ces enceintes climatiques étaient refroidies par un réseau d'eau filtrée consommant environ 100 m³/jour. Durant le mois de juillet 2017, période de canicule, le groupe d'eau glacée, mis en service en avril 2017, a permis d'économiser 3 000 m³ d'eau.

En Chine, la mise en place d'une nouvelle prise d'eau en rivière (Yellow river water station) pour la centrale thermique de Shiheng a permis de réduire la consommation d'eau pompée jusque là dans la nappe phréatique de 11 Mm³ par an.

En France, EDF a pris l'engagement de réduire la consommation d'eau potable de l'ensemble de son parc immobilier et de ses espaces verts de 5 % par an jusqu'en 2020 pour ses 137 sites télé-relevés. Des actions spécifiques ont été mises en place, et même si les volumes sont d'un ordre de grandeur très inférieur à ceux du parc de production, tous les niveaux de l'entreprise, contribuent ainsi à la préservation de cette ressource essentielle.

En 2017, l'objectif de -5% a été atteint et même dépassé avec une économie réalisée de 6% par rapport à 2016. C'est principalement le suivi de la télémessure en 2017 qui a concouru à l'atteinte de l'objectif car il a permis d'intervenir plus tôt sur les détections de fuites, ce qui engendré une réduction notable de la consommation.

(1) Extrait de l'étude « Efficient water management in water cooled reactors », International Atomic Energy Agency, 2012.

Réutiliser l'eau

La réutilisation de l'eau est un sujet montant, et les challenges à relever sont nombreux. En juin 2017, le World Business Council for Sustainable Development (WBCSD) a publié, sous la direction du groupe EDF et d'Arcadis, le « Guide des entreprises pour une gestion circulaire de la ressource en eau ». Objectif : mettre en avant l'approche des « 5 R » – réduire, restaurer, réutiliser, revaloriser, recycler – cet or bleu, en ne se limitant pas aux sites industriels eux-mêmes, mais plus largement à une action collective au sein d'un même territoire.

La réutilisation des eaux de *process* et de refroidissement se développe dans le Groupe dès que cela s'avère pertinent. Au Brésil, la centrale thermique d'EDF Norte Fluminense, a mis en place il y a quelques années un système de récupération et utilisation des eaux de pluie permettant de réduire de 2 % ses prélèvements annuels dans la rivière. En Italie, les effluents traités de certaines centrales sont réutilisés, permettant d'économiser 1 % des prélèvements globaux. Dans certains cas, la fourniture d'une partie de l'eau du circuit de refroidissement échauffée de certaines centrales nucléaires pour différents usages (agricoles, industriels...) est autorisée dans le cadre de prescriptions réglementaires précises. En France, les centrales thermiques de Cordemais et Martigues d'EDF récupèrent les eaux de pluie ou recyclent leurs effluents afin de réduire leur consommation d'eau de ville, soit une économie de 150 000 mètres cubes d'eau sur 300 000 mètres cubes consommés auparavant. En 2017 en Guadeloupe, des citernes de récupération des eaux de pluie ont été mises en place pour réduire les prélèvements d'eau.

Dessalement l'eau

L'usine de Martigues mène également un projet pilote d'unité de dessalement d'eau de mer, ainsi que sur le site EPR de Flamanville 3 où la mise en place d'une unité de dessalement est en cours pour compléter les moyens de production d'eau déminéralisée pour le *process*. En Corse du Sud, EDF a conçu la source froide d'une centrale thermique en installant une prise d'eau de mer, permettant de réduire significativement la consommation d'eau douce. En Guadeloupe, la centrale TAC de Jarry Sud possède elle aussi une installation de dessalement d'eau de mer, permettant de ne plus utiliser l'eau de ville et l'économie de près de 50 000 m³/an d'eau douce. En Italie, Edison dispose fin 2016 d'une centrale CCG (Simeri Crichi) équipée de dispositifs de dessalement d'eau de mer pour remplacer ses prélèvements en eau douce.

Dans le cadre des études de station de déminéralisation de EPR NM, pour un site avec des tranches déjà existantes, on étudie pour la consommation des tranches (EPR NM) l'utilisation des eaux d'une STEP voisine, la réutilisation de l'eau de pluie et l'utilisation d'un dessalement mobile comme source d'eau complémentaire afin de réduire l'impact sur le prélèvement d'eau douce et viser autant que possible un prélèvement restant dans les autorisations de prélèvement en vigueur pour le site.

Innover vers une soutenabilité des usages de l'eau

La nouvelle politique DD Groupe intègre une exigence sur l'eau : « Gérer l'eau de manière intégrée, solidaire et durable » et se traduit par un indicateur spécifique : « Chaque site produisant de l'énergie prévoira, évaluera et rendra compte de la soutenabilité de son usage de l'eau en utilisant une méthode interne EDF (dans l'attente d'une méthode internationale reconnue) ». Les méthodologies de calcul existantes d'une « empreinte eau » n'étant pas appropriées ou pertinentes pour le secteur énergétique, le groupe EDF a piloté entre 2012 et 2015 le développement d'une terminologie et d'un cadre méthodologique cohérents au secteur énergétique dans le cadre du Forum Mondial de l'Eau. Suite à ces avancées, EDF a lancé fin 2016 un projet interne (sur trois ans) impliquant les principales entités du Groupe, intitulé SUREAU pour « Soutenabilité de nos Usages de la Ressource en Eau ». Ce projet vise à proposer un profil d'indicateurs de soutenabilité de nos usages de l'eau permettant d'alimenter le dialogue avec les parties prenantes locales. Ces indicateurs sont à adapter au contexte, et peuvent aller de la maille d'un aménagement à un ensemble d'aménagements, d'un sous-bassin à un bassin versant.

3.4.2.2 L'eau et le climat

L'eau est au cœur des enjeux du changement climatique : c'est à la fois l'une des ressources les plus vulnérables aux dérèglements de notre climat et un vecteur de risque pour les territoires et leurs habitants, compte tenu de l'augmentation en fréquence et en intensité des épisodes climatiques extrêmes comme les inondations

et les sécheresses. Le changement climatique aura une influence non négligeable sur la disponibilité, la quantité, la distribution et la localisation de la ressource en eau et exacerbera la compétition entre les différents usages de l'eau.

EDF a ainsi développé, depuis de longues années, un dispositif de surveillance permanente des phénomènes météorologiques et de leur incidence sur les sources de prélèvement d'eau (nappes souterraines, fleuves, rivières, mer). L'analyse en continu des données permet de prévoir et de surveiller les phénomènes hydrométéorologiques à risque, les équipes en charge de la surveillance et de la prévision assurent une surveillance 7 jours sur 7, 24 heures sur 24.

En France, 2017 restera une année à hydraulicité (agrégée) déficitaire sur la quasi-totalité des mois de l'année (à l'exception de mars) avec une dégradation dès janvier, s'aggravant progressivement à partir d'avril et surtout à l'automne où les conditions d'étiage sévères sont apparues sur une grande moitié Sud (et le bassin du Rhône en particulier). Le déficit d'hydraulicité (agrégée France) est estimé à environ 20 % sur l'année et situe 2017 comme la 5^e année la plus sèche depuis 1948.

2017 a également été marqué par un niveau de sécheresse exceptionnel en Corse (Arrêtés Préfectoraux de limitation de consommation d'eau). Malgré une pression forte sur les différents usages, une gestion fine des réserves a permis à la production hydraulique EDF d'atteindre 86 % du productible à fin novembre et les pluies marquées de décembre ont permis un stockage à la cible des retenues en fin d'année.

À noter que les faibles débits du Rhône ont obligé EDF à assurer un débit ≥ 60 m³/s dans le canal de Miribel pendant 340 jours (mesure nécessaire au soutien de la nappe pour l'Alimentation Eau Potable). Ce sur débit se faisant au niveau du barrage de Jons par un déversé de 30 m³/s, la perte de production est évaluée à environ 20 GWh sur l'année.

Une nouvelle prise d'eau auxiliaire a été construite à la centrale thermique de Norte Fluminense au Brésil pour faire face à une baisse continue du niveau d'eau, depuis une douzaine d'années, dans la rivière Macae dans laquelle est prélevée l'eau pour le refroidissement de la centrale.

3.4.2.3 Gouvernance et partage de l'eau

Gouvernance

L'optimisation de l'eau utilisée dans notre production électrique est un facteur très important en vue de conserver la maîtrise de l'eau en tant que ressource, afin notamment de respecter les engagements de garantie des multi-usages de l'eau (eau potable, irrigation, tourisme...) et les besoins des autorités locales.

EDF est représentée dans les instances de chaque bassin hydrographique (comité de bassin des Agences de l'Eau) par un délégué coordonnateur de bassin. Les nouveaux schémas directeurs d'aménagement et de gestion des eaux (SDAGE) pour la période 2016-2021, élaborés sous l'égide des Comités de Bassins, ont été validés dans chaque bassin début 2017. Les actions d'EDF s'inscrivent pleinement dans ce nouveau cadre.

Gestion et partage de l'eau

Pour faire face à la situation climatique particulière décrite précédemment, différents leviers ont été activés au sein d'EDF pour à la fois optimiser la production et pour répondre aux attentes des autres parties prenantes (notamment les lâchers d'eau afin de préserver la faune piscicole sur la basse vallée de l'Ain). Soit 911 hm³ de volumes déstockés, dont 341 hm³ pour de l'optimisation interne, et 570 hm³ pour répondre à des sollicitations externes dans le cadre des cahiers des charges des concessions hydroélectriques ou des conventions. Deux retenues de centrales hydroélectriques ont été en gestion exceptionnelle entre fin juillet et fin août (Serre-Ponçon, Vouglans) pour répondre aux obligations vis-à-vis du multi-usages.

Les pertes de production sous contraintes environnementales, liées aux températures et/ou débits des fleuves, sont légèrement inférieures à celles de 2015 (année relativement similaire avec un déficit hydrologique de 20 % également).

Globalement et malgré des conditions climatiques délicates, EDF a pu faire face à ses engagements vis-à-vis de ses parties prenantes en termes de soutien d'étiage ou à destination de l'agriculture, et en termes de débits restitués ou de respect des niveaux d'eau à des fins touristiques.

3. INFORMATIONS ENVIRONNEMENTALES ET SOCIÉTALES – RESSOURCES HUMAINES

Optimiser l'utilisation des ressources naturelles et préserver l'environnement

Création de valeur locale

Le Groupe s'est engagé à créer de la valeur locale pour tout projet de production d'électricité, à préserver la ressource en eau et à évaluer la durabilité de ses projets hydroélectriques en s'appuyant sur le *Sustainability protocol* de l'IHA (International Hydropower Association), ce qui s'est concrétisé en 2017 par :

- la poursuite de la valorisation du protocole IHA et la contribution active au congrès international biennal de l'IHA en mai 2017 en Éthiopie ;
- la poursuite en France du programme « Une rivière, un territoire » qui compte sept agences ; La création d'une nouvelle agence est à l'étude en Guyane ;
- la présentation lors de la *World Water Week* à Stockholm en 2017 des travaux et engagements d'EDF dans le domaine de l'eau et du climat ;
- la contribution à la première Journée eau de la COP 23 avec le PFE.

3.4.3 LES SOLS

La matrice de matérialité identifie la pollution des sols parmi ses enjeux matériels (enjeu n° 22 Gestion des milieux : pollution des sols et des eaux). Cela fait référence à la gestion des risques de pollution et de contamination susceptibles de causer dans les milieux terrestres et aquatiques des altérations biologiques, physiques et chimiques, et à leurs effets sur la santé.

Dans le cadre de ses activités industrielles et tertiaires, le Groupe possède ou utilise en concession des actifs fonciers importants. C'est pourquoi les politiques environnementales des différentes entités visent à optimiser l'utilisation des sols et à prévenir tout impact sur les sols et les eaux souterraines. L'utilisation des sols fait l'objet d'un suivi au titre des actions en lien avec la biodiversité (voir section 3.4.5 « Gestion de la biodiversité et protection du capital environnemental »).

3.4.3.1 Prévention des impacts

La prévention des impacts repose sur une approche de type « défense en profondeur ». Les moyens de protection suivants sont mis en œuvre sur tous les sites industriels, notamment :

- le maintien en conformité des dispositifs de protection assurant une barrière entre les circuits contenant ou véhiculant des substances radioactives ou chimiques et l'environnement ;
- la maîtrise des opérations d'exploitation, gestion des effluents, de leur transfert, de leur entreposage avant rejet ;
- l'entretien et la surveillance des ouvrages ultimes tels que puisards, rétentions, aires de dépotage et canalisations ;
- le maintien de la propreté radiologique et/ou chimique surfacique des sols pour les sites industriels ;
- la surveillance physico-chimique et/ou radiologique de la qualité des eaux souterraines au droit des sites ;
- la mise en place de bassins de rétentions sur les lieux de stockage des produits et matériels pouvant polluer les sols ;
- le renforcement des moyens de protection lors des transports de combustibles ou de déchets (conteneurs adaptés) ;
- la présence de kits d'urgence en cas de déversement et la réalisation d'exercices associés ;
- ainsi que des procédures opérationnelles et une forte sensibilisation des exploitants et prestataires par des formations adaptées.

La politique Développement Durable adoptée au niveau Groupe prévoit que pour chaque activité présentant un risque de pollution, une démarche de gestion des sols et des eaux souterraines incluant une prévention de la pollution soit lancée avant 2019.

3.4.3.2 Optimisation de l'utilisation des sols

Les activités industrielles du Groupe peuvent cependant entraîner une pollution localisée des sols. Afin de maîtriser ces situations, sur l'ensemble des actifs fonciers du Groupe, des plans d'actions sont en place. Ils se composent de quatre étapes : l'inventaire des sites fonciers ; l'identification de ceux qui sont potentiellement pollués ; l'analyse des sols sur les sites potentiellement pollués (en priorité les zones sensibles) ; leur mise sous surveillance afin de maîtriser les sources de pollution, d'élaborer un plan de gestion et, enfin d'envisager l'éventuelle réhabilitation en fonction de l'usage futur et des exigences réglementaires. En 2017, plusieurs études relatives à l'élaboration des rapports de base en déclinaison de la directive européenne IED : elles sont en phase II pour Cordemais, Brennilis, Vaires et en phase I pour Le Havre, Arrighi, Dirinon, Gennevilliers, Montereau, Blénod, Bouchain et Martigues, ainsi que les sites de SEI et PEI, sans découverte de pollutions significatives. Les enquêtes « historiques sols » sont également finalisées sur les sites nucléaires de Paluel, Saint-Alban et Flamanville, sur l'intégralité des sites de SOFILO et chez EDF Luminus (Monsin, Ringvaart et Ham). Dans le cadre des réexamens de sûreté, l'état des sols de Cattenom, St Alban et Paluel ont été réalisés et n'ont pas mis en évidence de marquage significatif. Des plans de gestion comportant ou non des actions d'assainissement des sols sont en cours ou déjà finalisées chez EDF Luminus (Monsin), à la production nucléaire (Chinon, Flamanville, Blayais) ou à la direction immobilier (Cahors, Villers Semeuse, Marc en Baireuil, Saint-Malo et Buzancay).

Pour réduire la probabilité du risque de pollution, des synergies fortes se créent au sein du Groupe afin de substituer aux produits dangereux des produits moins nocifs pour l'environnement et la santé, lorsque cela est techniquement possible. Dans cet objectif, EDF SA, Enedis et ES poursuivent leurs programmes de dépollution des appareils contenant des PCB⁽¹⁾ et PCT⁽²⁾ de plus de 50 ppm. Ces plans d'actions poursuivis en 2017 sont conformes aux prévisions. Environ 8 000 appareils pollués à plus de 50 ppm de PCB auront été dépollués ou éliminés par Enedis en 2017 en ligne avec l'objectif de 50 % au 31/12/2019 et d'élimination totale au 31/12/2025. EDF R&D, EDF SEI, EDF PEI, SOCODEI, Dalkia et la production thermique et nucléaire n'ont plus d'appareils dépassant ce seuil.

Par ailleurs, des plans d'actions sont en cours pour limiter le recours aux produits phytosanitaires (exemple de projet zéro phyto à l'unité de production Méditerranée de la Division Production Hydraulique d'EDF qui se développe dans les autres unités hydraulique). La DIG s'est fixé comme objectif « zéro produit phytosanitaire » à 2020 pour les 640 sites tertiaires comportant des espaces verts. À fin septembre 2017, l'objectif 2017 de 535 sites a été atteint en ligne avec le plan de progression engagé. Ces plans d'actions reposent sur des techniques alternatives au désherbage chimique (mécaniques, thermiques ou autres), à des protocoles de gestion de la végétation pour EDF EN (non-recours à des pesticides, gestion différenciée de la végétation, moutons, etc.) ainsi que des prescriptions vis-à-vis des entreprises en charge de l'entretien de ses espaces afin de s'orienter à plus long terme vers l'abandon des phytosanitaires. Ils sont accompagnés de programme de formation et de sensibilisation. Certaines entités n'utilisent plus de produits de ce type (EDISON, EDF Luminus, Norte Fluminense, DIPNN). ES a abandonné tous les produits à base de glyphosate.

3.4.4 L'AIR⁽³⁾

La matrice de matérialité identifie la qualité de l'air parmi ses enjeux matériels (enjeu n° 23 Qualité de l'air). Cela fait référence à la gestion des émissions atmosphériques provenant des installations du Groupe (SO_x, NO_x, particules fines, toxines, etc.), et à leurs effets sur la santé.

L'usage de l'électricité offre l'avantage de ne pas polluer l'atmosphère ; dans le cadre de ses activités, le Groupe peut cependant avoir un impact sur la qualité de l'air. C'est principalement le cas de la production d'électricité, dont l'impact sur la qualité de l'air est variable en fonction du type d'installation mis en place. D'importants investissements ont ainsi été engagés sur les centrales thermiques du groupe EDF, notamment au charbon, pour limiter leurs rejets de polluants atmosphériques. EDF SA s'est engagé dans un processus de fermeture progressive de ses centrales thermiques. 3 800 MW de capacité issue des centrales thermiques au fuel ont été fermées en 2017.

(1) PCB : Polychlorobiphényles.

(2) PCT : Polychloroterphényles.

(3) Émissions dans l'air, hors émissions de CO₂.

Émissions de SO₂ et NO_x dues à la production d'électricité et de chaleur (kt)

	2017		2016		2015	
	SO ₂	NO _x	SO ₂	NO _x	SO ₂	NO _x
Groupe EDF	31	63	37	60	70	92
EDF	6	18	5	15	13	20

Les centrales thermiques à flamme rejettent des polluants tels que des oxydes de soufre (SO₂), oxydes d'azote (NO_x), ou poussières. Face à l'augmentation des préoccupations environnementales et des contraintes réglementaires, notamment en Europe avec la directive IED relative aux émissions industrielles entrant en vigueur le 1^{er} janvier 2016, toutes les sociétés du Groupe améliorent les performances de leurs centrales. Cette amélioration passe par l'installation de systèmes de dépoussiérage, de désulfuration et de dénitrification des fumées, par le recours à des technologies plus efficaces et par le choix de combustibles moins polluants, voire par le passage du fioul ou du charbon au gaz, plus propre.

Dans les systèmes insulaires, les installations récentes ou en cours d'achèvement sont équipées de systèmes de dénitrification. Le programme de modernisation du parc thermique de SEI induit la réduction des émissions de CO₂ : des moteurs diesel nouvelle génération réduisant la consommation de combustible sont systématiquement installés lors du remplacement total ou partiel des centrales, de même pour les Turbines à combustibles (TAC).

En Italie, le parc thermique d'Edison est constitué de centrales CCG offrant la technologie permettant les émissions les plus basses. Au Royaume-Uni, le Groupe exploite, depuis 2013, 1 290 MW de CCG. Le démarrage des travaux de la centrale de Hinkley Point s'inscrit dans la stratégie de réduction des émissions dans l'atmosphère. S'agissant des installations polonaises en Pologne, les centrales thermiques sont particulièrement concernées par les rejets de polluants dans l'air. La majorité des chaudières d'EDF Polska est désormais équipée de brûleurs à faible émission de NO_x. En anticipation de la directive européenne sur les émissions industrielles, EDF Polska équipe ses unités de cogénération de Cracovie, de Kogeneracja et de Gdansk et Gdynia de systèmes de désulfuration, et a lancé un programme de dénitrification de ses installations. En Pologne, EC Zielona Góra a terminé en 2013 la modernisation de sa centrale et a remplacé le combustible charbon par du combustible gaz. L'ensemble des installations en Pologne a été cédé en 2017.

Le Groupe est par ailleurs actif sur ce champ de recherche. En France, le projet Demeter est en accompagnement de la rénovation des tranches de charbon de Cordemais et du Havre (dernières centrales à charbon du Groupe en France), afin d'optimiser les performances des installations de dépollution (SO_x, NO_x et poussières). En Pologne, le projet « Flexibilité des tranches charbon » sera bientôt mis en place. Il a pour objectif d'améliorer les performances énergétiques et environnementales des centrales dans un marché rendu plus flexible par la progression des énergies renouvelables et intermittentes. Les questions portent sur la capacité des systèmes de dépollution à supporter un abaissement du minimum technique, de grandes variations de charges, des arrêts et des démarrages plus fréquents.

Enedis a pour objectif de réduire ses émissions directes de gaz à effet de serre grâce à la maîtrise des émissions de SF₆ et la réduction des consommations de carburants (optimisation des kms parcourus, réduction significative des interventions chez les clients après déploiement de Linky, déploiement des Véhicules électriques dans le cadre du projet ecoflot).

En ce qui concerne le SF₆ qui représente moins de 20 % de ses émissions directes, Enedis recherche des alternatives avec les constructeurs pour développer des gaz sans effet de serre aux propriétés identiques.

De nombreuses expérimentations de drones vont déboucher sur une moindre utilisation des hélicoptères pour la surveillance des lignes avec une réduction des émissions de CO₂.

3.4.5 GESTION DE LA BIODIVERSITÉ ET PROTECTION DU CAPITAL ENVIRONNEMENTAL

La matrice de matérialité identifie la gestion de la biodiversité parmi ses enjeux matériels (enjeu n° 21 Gestion de la biodiversité et protection du capital environnemental). Cela fait référence aux pratiques mises en place visant à protéger et à valoriser la biodiversité présente sur les lieux d'activité.

La biodiversité, aquatique ou terrestre, constitue un patrimoine commun universel. Les entreprises industrielles dépendent de la biodiversité pour conduire leurs activités en même temps qu'elles l'impactent, par exemple dans les phases d'implantation d'ouvrages, mais aussi à l'occasion de leur exploitation, de leur maintenance, jusqu'à leur démantèlement. Le groupe EDF a investi ces questions depuis plus de cinquante ans, d'abord en hydro-écologie, puis sur le volet terrestre de la biodiversité. À l'échelle française, EDF intervient sur un patrimoine foncier terrestre de 41 000 hectares en métropole et 20 000 hectares en outre-mer, ainsi que près de 50 000 ha de retenues d'eau. C'est une opportunité de contribuer positivement à la biodiversité. La biodiversité constitue un enjeu économique pour le Groupe ; une prise en compte inadéquate ou insuffisante de la biodiversité peut entraîner des arrêts de chantiers, de production ou conduire à retarder voire empêcher le lancement de nouveaux programmes industriels tandis que l'identification et l'internalisation par l'entreprise, des services rendus par la nature, contribue à assurer la pérennité du modèle économique de celle-ci.

3.4.5.1 Engagement biodiversité du groupe EDF (indicateur G4 DMA - GRI 103)

Objectif de Responsabilité d'Entreprise n° 6 (ORE n° 6) : lancer une approche positive de la biodiversité. Ne pas se limiter à terme à la connaissance ou à la réduction des impacts des activités pour avoir un effet positif sur la biodiversité.

La biodiversité est l'un des domaines sur lesquels EDF a choisi de s'engager au travers des Objectifs de Responsabilité d'Entreprise (ORE). L'engagement n° 6 pris sur le périmètre Groupe concerne l'ensemble du cycle de vie des installations, depuis l'étude des projets, en passant par la construction et l'exploitation, jusqu'à la fin de vie des installations ; il s'étend à l'ensemble de la chaîne de valeur, y compris les politiques d'achats et les relations avec fournisseurs et sous-traitants.

Pour répondre à cet objectif, EDF a demandé au *World Conservation Monitoring Center* d'évaluer la sensibilité écologique des espaces naturels situés dans ou à proximité de ses sites de production. L'étude est en cours.

Par ailleurs, cet engagement s'inscrit dans le système de management de l'environnement (SME) certifié ISO 14001. Il s'articule autour de trois objectifs :

- développer la connaissance des milieux naturels et des impacts potentiels des activités du Groupe sur ces écosystèmes ;
- préserver la biodiversité en protégeant ou restaurant les espaces naturels ;
- informer, sensibiliser et former les salariés et les riverains, et dialoguer, notamment avec les communautés scientifiques et associatives.

3.

3. INFORMATIONS ENVIRONNEMENTALES ET SOCIÉTALES – RESSOURCES HUMAINES

Optimiser l'utilisation des ressources naturelles et préserver l'environnement

Il est décliné au sein des entités et filiales du Groupe de manière adaptée à l'exercice de chacun, et en conformité avec les réglementations locales. Des référents biodiversité ont été nommés au sein des métiers du Groupe. Une animation transverse assure le partage et la cohérence de l'ensemble de la démarche. EDF SA s'est engagé au titre de la Stratégie nationale biodiversité sur la période 2014-2017. L'engagement volontaire d'EDF pour la biodiversité, construit avec les partenaires d'EDF, s'est traduit par de grandes orientations et des actions concrètes mises en œuvre en faveur de la biodiversité pour la période 2014-2017. Il a pour ambition de contribuer à freiner l'érosion de la biodiversité et d'être solidaire des dynamiques territoriales. Cet engagement a été reconnu par le Comité de la stratégie Nationale pour la Biodiversité (SNB) du ministère en charge de l'Écologie ; un premier bilan lui a été adressé en octobre 2016 dans l'attente du bilan final courant 2018.

EDF Energy répond au standard Wildlife Trusts' Biodiversity Benchmark.

EDF considère les partenariats, la formation et la R&D comme des leviers majeurs de la réussite de son engagement en matière de biodiversité :

Partenariats

- En France, les partenaires historiques de l'entreprise sont privilégiés avec les grands acteurs du secteur : Muséum national d'histoire naturelle (MNHN), Ligue pour la protection des oiseaux (LPO), Réserves naturelles de France (RNF), Comité français de l'Union internationale pour la conservation de la nature (UICN), Fédération des conservatoires botaniques nationaux (FCBN), Fédération des Conservatoires d'Espaces Naturels (FCEN), Conservatoire du littoral. Au total, ce sont plus de 100 partenariats noués avec des associations ou des organismes de recherche tels que l'Institut national de recherche en sciences et technologies pour l'environnement et l'agriculture (Istrea) et l'Institut français de recherche pour l'exploitation de la mer (Ifremer). Localement, de nombreux partenariats visent à aider les sites dans leur démarche menée en faveur de la biodiversité.
- Le partenariat avec la Fédération Nationale de la Pêche en France (FNPF) se poursuit *via* le financement et le pilotage d'actions en faveur des milieux aquatiques (une convention cadre et près de 50 conventions en local avec les fédérations départementales).
- Ces partenaires sont régulièrement réunis en séminaire de manière à entretenir une dynamique collective au service de la démarche biodiversité d'EDF. En 2017, un séminaire sur la thématique « Biodiversité et Changement climatique » a été organisé avec RNF (Réserves Naturelles de France) et la FCEN (Fédération des Conservatoires d'Espaces Naturels) dans une perspective de partage de connaissances scientifiques et de retours d'expériences de gestionnaires.
- Au Royaume-Uni, EDF Energy dispose de partenariats de plus de 20 ans avec le Suffolk Wildlife Trust à Sizewell et collabore notamment avec le Wildlife Trust Natural England.
- EDF entretient aussi des réflexions et des relations nourries avec des *think tanks* comme OREE, EPE, le CILB ou le Business & Biodiversity Offsets Programme (BBOP).

Formation

La formation et la sensibilisation des salariés sont des leviers importants pour progresser dans la prise en compte des enjeux de la biodiversité tout au long de la chaîne de valeur. En France, huit guides métiers ont été élaborés, rédigés au plus près des enjeux biodiversité propres à chaque activité opérationnelle. La formation et la sensibilisation des salariés sont des leviers importants pour progresser dans la prise en compte des enjeux de la biodiversité tout au long de la chaîne de valeur. Plusieurs formations ou sensibilisations internes en lien avec les partenaires sur la biodiversité sont proposées aux salariés (ex. 2017 : sensibilisation sur les espèces invasives, sur la biodiversité de manière générale, actions en faveur d'espèces protégées sur site). En 2017, 86 salariés ont suivi ces formations.

R&D

Le Groupe mène un programme de recherche sur les interactions de ses activités avec l'environnement. Parmi les projets de recherche menés, les programmes sur l'écologie terrestre et les services écosystémiques et sur l'hydroécologie mobilisent 25 chercheurs et techniciens. EDF s'est engagé à :

- évaluer la valeur écologique du foncier de l'entreprise et intégrer celle-ci dans les choix industriels ;
- comprendre et réduire les impacts de l'outil de production sur la biodiversité aquatique et terrestre ;
- améliorer les pratiques de compensation écologique et la prise en compte des interactions entre services écosystémiques et activités de l'entreprise ;
- identifier des solutions pour la restauration et le rétablissement de la continuité écologique (sédimentaire et piscicole) des cours d'eau.

3.4.5.2 Enjeux liés à la localisation des sites (indicateurs G4 EN 11 et EN 14 - Disclosure 304-1 et 304-4)

Une attention particulière est portée à ce que les activités menées sur les sites ne portent pas préjudice à ces espaces dotés de forts enjeux de biodiversité. En effet, la grande majorité des sites de production d'EDF se situe à proximité ou dans le périmètre d'aires protégées (en France, 80 % des sites hydrauliques sont dans un site Natura 2000 ou à proximité). Ces sites sont préservés de l'agriculture, de l'urbanisation et sont situés à proximité de cours d'eau, autant de facteurs qui favorisent la biodiversité. Ces sites sont donc également des opportunités pour qu'y soit mise en œuvre une gestion écologique favorisant ainsi la biodiversité.

En France, un Système d'information géographique (SIG) est en cours de déploiement en métropole et en outre-mer. À ce jour, EDF a évalué la qualité écologique de plus de 60 % de son foncier. L'entreprise a développé un indicateur de potentialité écologique (IPE) avec le Muséum national d'histoire naturelle qui a vocation à être déployé à plus large échelle pour suivre l'état écologique du foncier de l'entreprise. À titre d'illustration, cette méthode a déjà été mise en œuvre sur plus de 22 000 hectares de foncier pour l'hydraulique (soit 64 % du foncier à analyser).

Au Royaume-Uni, EDF Energy a réalisé des inventaires sur la totalité de leur foncier (1 450 ha). En 2017, mise à jour des Plans de gestion intégrés du foncier de Heysham, Hinkley et production de celui de Dungeness Estate.

Lors des phases d'émergence et conception des projets, les enjeux environnementaux, dont la biodiversité, sont intégrés tout au long du parcours d'ingénierie. Au Brésil, sur le projet Sinop, un programme de gestion environnemental et social (E&S) a été mis en place, se composant de plusieurs plans et programmes de gestion (33), incluant des mesures de protection de la faune et de la flore, ainsi qu'un plan de gestion d'une aire protégée tout autour du réservoir. Sur Nachtigal (Cameroun), le projet a fait l'objet d'une première étude E&S en 2006, actualisée en 2011. Des études complémentaires sur la biodiversité ont été réalisées en 2014 et 2015 pour compléter ces études d'impact et permettre l'élaboration en 2016 d'un Plan de gestion E&S opérationnel détaillé et un Plan d'Action Biodiversité. Ensuite, des plans spécifiques détaillant la stratégie des mesures compensatoires (poissons) et d'accompagnement (espèces de flore aquatique endémiques) ont également été réalisés en 2017. Suivant ces plans, des études complémentaires (dont une thèse) sont en cours afin d'améliorer les connaissances sur les espèces de poissons et de flore aquatique endémiques et pour proposer des mesures efficaces de réduction et le cas échéant de compensation du projet. Pour tous les aspects sensibles, des mesures d'évitement, de réduction et de compensation des impacts ont été élaborées et figurent dans le Plan de gestion E&S et dans le Plan d'Actions Biodiversité.

Certains sites du Groupe présentent des enjeux plus forts en termes de biodiversité, particulièrement ⁽¹⁾ :

- ses sites situés dans ou à proximité (à moins de 5 km) d'une aire protégée ou riche en biodiversité (indicateur G4 EN 11) ;

G4-EN11 : NOMBRE DE SITES SITUÉS DANS OU À PROXIMITÉ D'UNE AIRE PROTÉGÉE OU RICHE EN BIODIVERSITÉ (TABLEAU 2016)

Catégories d'aires protégées selon l'UICN	France		Royaume-Uni
	Métropole (yc Corse)	Outre-mer	
I	34	8	0
II	18	16	0
III	190	3	1
IV	79	16	10
V	142	4	2
VI	0	0	0
Natura 2000	310	0	5
Zones riches en biodiversité	532	24	5

- ses sites hébergeant des espèces menacées d'extinction (indicateur G4 EN 14) ⁽²⁾.

G4-EN14 : NOMBRE D'ESPÈCES MENACÉES SITUÉES SUR DES COMMUNES D'IMPLANTATION EDF

	Catégories UICN d'espèces menacées					
	Liste rouge mondiale			Liste rouge nationale		
	CR	EN	VU	CR	EN	VU
France métropole	5	24	53	32	93	253
Outre-mer & Îles françaises	18	23	47	45	102	179

3.4.5.3 Identification et gestion des impacts (indicateur G4 EN 12 - Disclosure 304-2)

Les impacts potentiels des activités de production du Groupe concernent principalement :

- l'eau et la biodiversité aquatique, en raison notamment :
 - des ouvrages de production hydraulique (près de 450 centrales et de 900 barrages et prises d'eau), qui entraînent des modifications de la biodiversité à l'amont des ouvrages en cas de retenues, et à l'aval, en raison de la fragmentation des espaces et des limitations ou variations du débit,
 - des ouvrages thermiques, de manière plus limitée ;
- l'artificialisation et la fragmentation des habitats naturels terrestres, du fait de l'emprise terrestre des sites existants ou des projets ; ainsi dans le cadre des projets neufs, EDF cherche à réduire l'emprise au minimum et dans le cas de démantèlement à reconquérir le milieu naturel. Pour DPIT, les espaces naturels systématiquement cartographiés sont une donnée d'entrée dans les nouveaux projets. L'évitement et la compacité sont systématiquement recherchés lors de l'implantation des installations. Lors du démantèlement des installations, les espaces libérés font l'objet d'un plan de gestion différencié selon leur usage final ;
- la faune, la flore et les habitats naturels, qui sont notamment impactés par les chantiers de construction ou de maintenance ;
- le compartiment aérien (oiseaux et chauve-souris) impacté par les réseaux aériens de distribution et les installations éoliennes.

Des études d'impact permettant de mesurer les effets sur la biodiversité sont conduites et formalisées pour les projets remplissant les critères prévus par l'article R. 122-2 Code de l'environnement. Il s'agit notamment d'évaluer la fragmentation des écosystèmes du fait des infrastructures, les impacts sur les dynamiques de population, l'érosion du sol, etc. Pour mieux évaluer les risques et les opportunités liés aux impacts et dépendances de l'activité de l'entreprise sur les écosystèmes,

EDF expérimente dans chaque métier la méthode de l'Ecosystem Services Review (ESR) ⁽³⁾.

Des démarches analogues sont également conduites pour les ouvrages en exploitation. Leurs impacts sur l'environnement et la biodiversité font l'objet d'une surveillance conduite par des établissements publics (Ifremer, IRSN, Irstea, AFB/Onema). Les résultats sont publiés et accessibles.

À titre d'exemples :

- dans les activités hydroélectriques en France : entre 2013 et 2017, près de 120 diagnostics piscicoles et/ou sédimentaires ont été réalisés pour préciser les enjeux de continuité écologique site par site. Sur le volet piscicole, 36 ouvrages de franchissement piscicole ou arasements ont été mis en œuvre sur des sites à enjeux (classement liste 2 ⁽⁴⁾, Rhin...). En 2017, cinq sites ont été adaptés, et d'autres chantiers sont en cours pour une mise en service en 2018, dont la passe à poissons de Gerstheim sur le Rhin. Sur le volet sédimentaire, on peut citer une démarche menée à l'échelle nationale pour trouver des voies de valorisation des sédiments stockés dans les retenues, avec, entre autre, la mise en œuvre d'une expérimentation agronomique grandeur nature en lien avec la vidange de Mont-Cenis. En ce qui concerne le milieu terrestre, depuis 2016-2017, les forêts font l'objet d'un suivi, via la mise en place d'un réseau sentinelle de placettes réparties sur différents sites et suivies et intégrées à leurs réseaux de sites par les partenaires de RNF et des CEN ;
- EDF Luminus a initié un programme ambitieux visant à réduire la mortalité des poissons migrateurs du fait des turbines hydrauliques. Soutenu par le programme européen Life et doté d'un budget global de 4,2 millions d'euros, le programme vise à modéliser les trajectoires de migrations, mettre en place des dispositifs répulsifs comme des barrières électriques ou à bulles et des dispositifs adaptés pour faciliter le passage des poissons. Le programme cherche en parallèle à concevoir des turbines à très faibles impacts pour les poissons migrateurs, avec un test de sur le site de Monsin ;

(1) Il s'agit pour EN 14 du périmètre EDF SA.

(2) Il s'agit pour EN 11 du périmètre EDF SA et EDF Energy.

(3) Méthode développée par le World Resource Institute (WRI) et le World Business Council for Sustainable Development (WBCSD).

(4) Classement de liste 2 : l'article L. 214-17 du Code de l'environnement introduit deux listes de cours d'eau classés pour la continuité écologique. La liste 2 regroupe les cours d'eau pour lesquels il convient, au niveau de tout ouvrage faisant obstacle à la continuité, d'assurer ou de rétablir la libre circulation des poissons migrateurs et le transit des sédiments dans le respect d'un délai réglementaire imposé.

3. INFORMATIONS ENVIRONNEMENTALES ET SOCIÉTALES – RESSOURCES HUMAINES

Optimiser l'utilisation des ressources naturelles et préserver l'environnement

- EDF Energy continue à mettre en œuvre des mesures de conservation des anguilles hors site en réponse à la régulation sur les anguilles de 2009. En 2017, la connexion à la mer d'une zone de nurserie pour les anguilles d'une taille de 150 acres (Fruitton Lake in Norfolk) ;
- Edison mène deux projets dans ce domaine : le Projet « Mosselmonitor » sur la plate-forme pétrolière offshore de Rospo en mer adriatique, les moules de bouchot étant utilisées comme bio-indicateurs de la qualité des eaux et prévention des pollutions ; et le programme « Biovega », consistant à analyser l'état de la biodiversité autour de la plate-forme pétrolière de Vega ;
- dans les activités de distribution : en métropole, dans les zones exploitées par Enedis, les réseaux HTA et BT sont enterrés souterrains à hauteur de 45 % par Enedis. Pour autant les nouvelles lignes HTA sont réalisées à 98 % en souterrain et à 100 % en technique souterraine ou discrète pour la BT.

EDF Énergies Nouvelles a arrêté la construction de son parc éolien Arada/Montemurro au Portugal entre mars et septembre pour ne pas déranger la période de reproduction des loups. Au Royaume-Uni sur le parc éolien de Corriemoillie, restauration et amélioration des habitats sur les zones de tourbières.

3.4.5.4 Mesures compensatoires (indicateur G4 EU 13)

Le Groupe applique les principes de la *mitigation hierarchy*⁽¹⁾, dont la doctrine ERC constitue la déclinaison française (Éviter, Réduire, Compenser), encore renforcée en France par la loi biodiversité parue en 2016⁽²⁾. Cette loi impose notamment de transférer les données brutes de biodiversité issues des études d'impact à l'Inventaire du patrimoine naturel (IPN) dès le 1^{er} janvier 2018. EDF, dans le cadre de ses relations avec le Muséum national d'histoire naturelle a déjà anticipé cette obligation.

Les impacts sur la biodiversité sont pris en compte sur la totalité de la vie des projets, en particulier lors de leur conception. Sur le chantier, éviter ces impacts est une priorité, et ceux qui ne peuvent pas être évités ou réduits sont compensés. EDF attache une importance particulière à la qualité des diagnostics pour caractériser l'état initial d'un site et suivre les actions de compensation.

Dans le massif de Belledonne en Isère, l'entreprise mène par ailleurs une expérimentation au long cours avec l'association Initiative Biodiversité Combe-Madame et les acteurs du territoire. Elle vise à restaurer des milieux subalpins et permettre le retour d'espèces remarquables de la faune et de la flore. Cette initiative s'inscrit dans la démarche engagée par le ministère en charge de l'Écologie pour tester la pertinence et la faisabilité de la compensation par l'offre. Le projet a démarré sur le terrain en 2015 ; en 2016, l'évaluation de l'état initial du site est achevée et les premiers travaux de réouverture des milieux ont commencé ; en 2017, des actions avec la Fédération des Alpes de l'Isère, la LPO Isère, l'ONCFS et l'IRSTEA ont été menées en complément pour concilier les usages notamment économiques et touristiques avec la biodiversité du site.

EDF a par ailleurs lancé une thèse avec l'Irstea et le Muséum national d'histoire naturelle sur l'élaboration d'une méthode de vérification de l'atteinte de l'équivalence écologique ; il s'agit de mesurer les gains issus de mesures compensatoires. La thèse a été soutenue en 2017.

EDF Energy s'est donné pour objectif d'atteindre un impact positif net avant 2030.

En Italie sur le parc éolien Serra Carpaneto, EDF Énergies Nouvelles mène un programme de reforestation (2 700 plants d'espèces autochtones) est mis en œuvre pour compenser les 174 arbres abîmés pendant la construction.

3.4.5.5 Actions de protection et de restauration (indicateur G4 EN 13 - Disclosure 304-3)

L'entreprise est aujourd'hui gestionnaire d'espaces naturels, en partenariat avec des associations locales. Elle le fait soit volontairement, soit à la faveur de mesures compensatoires. Sur de nombreux sites, EDF met en place un ensemble de mesures de protection, une partie du foncier est affectée aux espaces de protection ou de reconstitution de la biodiversité, au travers de plans de gestion, c'est-à-dire des programmes pluri-annuels de suivis et d'actions en faveur de la biodiversité et en lien avec des objectifs adaptés aux enjeux des sites.

Le Groupe accompagne également le déploiement de politiques publiques aussi bien nationales que locales en faveur de la biodiversité ; à titre d'exemples, on peut citer parmi bien d'autres :

En matière de restauration et de réhabilitation

- Aquatique :
 - En France, sur le site emblématique de Poutès, les travaux ont commencé en juin 2017, selon un nouveau calendrier concerté avec l'ensemble des parties prenantes. S'étalant jusqu'en 2018, ils vont permettre une reconfiguration de la retenue : concrètement, les sédiments les plus mobiles seront remontés mécaniquement sur les rives afin d'éviter qu'ils ne passent à l'aval lors des vidanges nécessaires pour le chantier. En parallèle, des mesures temporaires d'exploitation ont été mises en œuvre dès mars 2017 (abaissement de la retenue pour en diminuer sa longueur) afin d'améliorer la dévalaison des smolts (jeunes saumons), avec de premiers résultats de suivis très encourageants (diminution significative du temps de passage dans la retenue).
- Terrestre :
 - En France, la création du « Petit Rhin », zone renaturée dans le cadre du projet environnemental de Kembs ; il s'agit d'une ancienne parcelle agricole de monoculture de maïs (100 ha) qui a été renaturée en une mosaïque de milieux ouverts et humides, avec quelques boisements, et le passage du « Petit Rhin » dont le cours a été redessiné pour un tracé plus naturel et qui joue un rôle essentiel pour la continuité piscicole en cohérence avec les ouvrages de franchissements piscicole installés sur l'usine. En 2017, les suivis naturalistes et les actions de gestion, notamment pour la limitation des espèces exotiques envahissantes se poursuivent pour intégrer un plan de gestion qui sera piloté par la Réserve Naturelle de la Petite Camargue. Cette opération montre déjà des succès *via* le retour d'espèces nicheuses comme la pie-grièche écorcheur, le fuligule morillon et d'autres.
 - En France, dans le cadre du projet Romanche Gavet, les emprises temporaires du chantier pour la construction du barrage, ont été réhabilitées sur une dizaine d'hectares par des techniques de génie écologique faisant appel à l'utilisation de végétaux locaux, avec l'appui de partenaires tels que le CBNA et l'IRSTEA. Cette expérience de restauration écologique est amenée à se déployer sur les opérations similaires.
 - En France, dans le cadre du partenariat avec la FCBN, une démarche de gestion différenciée des espaces est entreprise sur les sites thermiques visant à utiliser l'implantation d'espèces végétales locales en vue de supprimer l'usage des phytosanitaires et d'alléger les pratiques de tout en respectant les contraintes de sécurité et d'exploitation des sites. Selon leur vocation, les espaces sont ainsi valorisés en permettant de soutenir l'émergence d'une filière de semences locales labellisées. Les sites de Bouchain et Dirinon sont d'ores et déjà partenaires de la démarche (cf. programme végétal local et plantes messicoles – FCBN).
 - Au Royaume-Uni, EDF Energy continue à développer la création d'habitat sur une large échelle sur son site de Sizewell B (incluant la conversion de terre agricole en habitats semi-naturels) comme stratégie de mitigation pour les impacts potentiels de Sizewell C.

En matière d'espèces exotiques envahissantes

- La détection des espèces exotiques envahissantes est réalisée de manière systématique dans les diagnostics et pré-diagnostics écologiques du foncier. Ce qui permet d'avoir une vision globale de la problématique pour EDF et également d'intégrer cet enjeu dans les projets, et de porter des actions de gestion avec les partenaires au niveau local (collectivités, contrats de rivières...).
- Sur l'ensemble des sites nucléaires et thermiques, un état des lieux des espèces exotiques envahissantes a été réalisé, avec préconisations de gestion associées.
- EDF Energy s'est engagé à identifier les espèces exotiques envahissantes sur tous ses sites nucléaires, à contrôler et mettre en œuvre des mesures d'éradication lorsque c'est possible.
- EDF travaille avec d'autres acteurs nationaux et régionaux. Ainsi EDF s'implique dans le projet FUI PARIS qui vise à développer un nouveau procédé pour traiter les sols contenant des espèces exotiques envahissantes (le contrat de consortium

(1) Principe du PS6 de l'IFC : performance standard 6 du cadre de référence de l'International Finance Corporation (société financière internationale, structure de la banque mondiale) dédié à la conservation de la biodiversité et gestion durable des ressources naturelles vivantes.

(2) Loi n° 2016-1087 pour la reconquête de la biodiversité, de la nature et des paysages du 8 août 2016.

a été signé en janvier 2016). En 2017, les premiers tests ont démarré avec un prototype sur un chantier afin de lutter contre la Renouée du Japon. Le procédé de traitement innovant est comparé à une méthode plus habituelle par bâchage.

- EDF participe par ailleurs au groupe de travail Invasions Biologiques en Milieux Aquatiques coordonné et animé par l'AFB et l'UICN France. Ce groupe a pour objectif de rendre accessible les connaissances sur les modes de gestion de ces espèces.

Quelques exemples parmi d'autres, en matière d'actions en faveur d'espèces menacées ⁽¹⁾

- Le Groupe contribue à plusieurs plans nationaux d'action en faveur du Gypaète barbu, de l'Apron du Rhône, de l'Aigle de Bonelli, et participe aux déclinaisons régionales de ces plans comme le plan Loutre d'Europe en région Centre ou l'Angélique des estuaires, ou celui sur les odonates qui fait par ailleurs l'objet d'une thèse qui se terminera en 2018.
- Le Groupe participe à des programmes Life+, notamment EDF pour le Desman des Pyrénées (2014-2019), Luminus sur les poissons migrateurs, ou Enedis avec le Life Gypconnect.

En partenariat avec la Ligue pour la Protection des Oiseaux (LPO), le site de Cordemais a fait construire un bâtiment adapté à l'accueil des chauves-souris en compensation de la destruction de bâtiments existants. La création d'un tel gîte à chauves-souris *ex nihilo* dans le cadre de mesures compensatoires est une première française. Un suivi de la fréquentation du gîte par les chauves-souris est depuis assuré par la LPO.

En matière d'espaces protégés, plusieurs sites EDF contribuent aux objectifs de préservation de zones Natura 2000 et contribuent à mettre en œuvre des contrats Natura 2000.

3.4.5.6 Autres actions volontaires

Le Groupe met en œuvre d'autres leviers d'actions volontaires, dans le cadre de mécénats ou de contribution scientifique. Il s'agit, de manière très concrète, de renforcer la lutte en faveur de la préservation de la biodiversité.

EDF soutient ainsi la « liste rouge » des espèces menacées en France élaborée par l'UICN France et le Muséum national d'histoire naturelle.

En France, EDF concentre son action sur la Fête de la nature. L'entreprise constitue le partenaire principal de cette manifestation nationale médiatisée. Pour la dernière édition de 2017, 31 unités d'EDF participaient, organisant 83 manifestations, attirant 4500 visiteurs. À l'occasion de cette fête, EDF a publié, en 10 000 exemplaires, un journal dédié aux questions de biodiversité.

EDF est également partenaire du programme « Végétal Local » porté par la Fédération des Conservatoires Botaniques Nationaux. L'objectif de ce programme est de promouvoir l'utilisation systématique de plantes sauvages d'origine locale dans les travaux d'aménagement, la renaturation des espaces, l'entretien des espaces verts, etc. L'utilisation d'espèces locales permet notamment d'établir une barrière naturelle contre les espèces exotiques envahissantes et d'améliorer les fonctionnalités écologiques du milieu. Grâce à ce programme, EDF pourra inclure dans ses préconisations de gestion l'utilisation systématique de plants d'origine locale sur son foncier.

EDF est aussi partenaire du programme chantier d'automne organisé par les Conservatoires d'Espaces Naturels chaque année qui propose chaque année au grand public de participer à des chantiers, depuis des interventions légères sur la nature, aux travaux plus lourds et parfois insolites.

À la Réunion, pour éviter que de jeunes pétrels de Barau, espèce endémique, ne soient éblouis par l'éclairage public lors de leur premier envol, EDF a soutenu la recherche de solutions avec la Société d'Études Ornithologiques de la Réunion (SEOR), en finançant une horloge astronomique programmée pour interrompre la lumière dans l'espace public pendant vingt jours par an. Cette action est relayée plus largement lors des « Nuits sans lumière ».

Edison mène un programme de divulgation et de sensibilisation à la protection de la biodiversité dans les écoles dans les zones où sont installées leurs fermes éoliennes. En 2017, un projet éducatif a aussi été mené autour de la centrale hydroélectrique de Campo sur un terrain donné par Edison à la communauté locale : formation de 50 lycéens aux concepts de biodiversité et de préservation de l'environnement.

EDF Energy met en œuvre son programme d'engagement biodiversité sur son foncier notamment au travers d'événements à Heysham (plus de 1 300 personnes en 2017).

Au Brésil, EDF Norte Fluminense poursuit son action avec l'association Mico Leao Dourado pour préserver une forêt pluviale atlantique (projet de reforestation sur le bassin versant).

3.4.6 LES MATIÈRES PREMIÈRES

Le Groupe utilise des matières premières pour la production d'électricité et de services énergétiques à ses clients. Parmi ces matières premières, les combustibles constituent une part significative : uranium, charbon, gaz, fuel et biomasse. Afin d'optimiser sa consommation de matières premières tout en garantissant l'alimentation de ses clients, le Groupe a choisi d'actionner plusieurs leviers :

- l'évolution de son mix de production avec le développement des énergies renouvelables solaire, éolien, énergies marines, le déclassement de centrales charbon ou fuel à faible rendement, la mise en service de CCG à fort rendement (Record mondial de rendement de 61 % du CCG Bouchain), l'utilisation de la biomasse dans les chaudières et méthaniseurs de Dalkia ou en substitution du charbon (Cordemais), la modernisation du parc thermique à SEI (nouvelles centrales PEI) et le remplacement des anciens moteurs de centrales dans les DOM et en Corse ;
- l'optimisation des installations existantes : amélioration de l'efficacité énergétique (SEI, Dalkia, EDF Energy) par des actions de maintenance, de modification, de prescriptions en termes de qualité des combustibles (charbon) et de surveillance renforcée des niveaux de rendement (limitation des pertes) ou de cogénération ;
- le choix en temps réel des moyens de production les plus performants en fonction de la courbe de charge et selon leurs performances énergétiques. En particulier à SEI : les centrales thermiques sont appelées dans l'ordre des coûts de production dont l'évolution est quasi linéaire avec la consommation de fioul au kWh produit. Ces centrales sont démarrées au *merit order*, mécanisme économique qui optimise à la baisse la consommation d'hydrocarbures. Ces optimisations sont renforcées avec la certification ISO 50001 de ces sites thermiques depuis 2016. De même, Dalkia utilise un outil de gestion des énergies, ENERGY, permettant d'optimiser l'utilisation des combustibles utilisés par les installations énergétiques qu'elle exploite ;
- la mise en œuvre d'une stratégie d'économie d'uranium naturel : la maîtrise par EDF de chacune des étapes du cycle du combustible, la conception de combustibles performants et une gestion adaptée de ce combustible dans les cœurs des tranches nucléaires contribuent à optimiser le besoin en uranium naturel (voir section 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »). Le recyclage du combustible usé permet d'économiser 10 % d'uranium naturel ;
- le modèle d'activité du Groupe s'appuyant sur la maîtrise du cycle complet de vie de ses installations permet de disposer d'un retour d'expérience efficace et de mettre en place des démarches d'écoconception qui se développent dans les centres d'ingénierie et de conception à l'image du projet EPR Nouveau Modèle. Grâce à l'amélioration des process de production, PHOTOWATT a augmenté la proportion de silicium recyclé dans sa fabrication de panneaux photovoltaïques et la puissance des cellules et modules au bénéfice du bilan cycle de vie de ces produits. Dans le cadre de son système de qualification de ses fournisseurs, EDF EN, dont l'utilisation des matières premières est liée à la fabrication des équipements, demande la fourniture des analyses de cycle de vie de leurs produits aux turbineurs et fabricants de panneaux ;
- le Groupe développe également des démarches d'écologie industrielle entre ses différentes entités ou en appui des collectivités territoriales via une offre de service s'appuyant sur l'outil RECYTER de diagnostic territorial des flux de matières et d'énergie développé par EDF R&D. Le réchauffement du gaz liquéfié du terminal méthanier de Dunkerque est assuré grâce à l'énergie des eaux de refroidissement de la centrale de Gravelines située à proximité grâce à un canal de plusieurs kilomètres mis en service en 2015, et qui constitue un exemple fort en matière d'économie circulaire.

D'un point de vue global, les consommations des différents combustibles fossiles ont évolué en 2017 de la façon suivante : charbon 6 %, fioul 4 %, gaz - 4 %.

À l'aval, toutes les actions en faveur de la maîtrise de l'énergie sont également source de préservation des ressources. EDF et ses filiales développent et

(1) Ces actions se font sur des espèces identifiées en fonction de leur statut et de leur dépendance ou proximité à nos ouvrages.

3. INFORMATIONS ENVIRONNEMENTALES ET SOCIÉTALES – RESSOURCES HUMAINES

Optimiser l'utilisation des ressources naturelles et préserver l'environnement

commercialisent pour leurs clients des offres intégrant l'efficacité énergétique des équipements, l'utilisation des énergies renouvelables dans les bâtiments, l'autoconsommation (Offre « Mon soleil et moi »), l'encouragement à des comportements sobres en énergie et des solutions innovantes de récupération d'énergie (récupération des calories des eaux usées à Roquebrune Cap-Martin) ou d'utilisation de biomasse (chaufferie Nestlé avec Dalkia) ou de combustibles solides de récupération (Tiru).

Lors des grands chantiers liés aux investissements, les matériaux sont valorisés (voir section 3.4.8 « Les déchets conventionnels »).

La R&D développe des programmes visant à réduire l'utilisation des matières premières à l'image de la création de ZnR Batteries, spin-off du Groupe dédiée au développement de batteries zinc – air. Cette technologie utilise des matériaux faciles d'accès et non polluants pour fabriquer des batteries.

Papier

Depuis 2012, EDF a mis en place une politique de réduction de consommation de papier.

Elle se traduit tout d'abord par le développement de la facturation électronique pour les clients particuliers. L'objectif fixé pour 2015 de 4,2 millions de clients concernés (soit 15 % des clients particuliers) a été largement dépassé et l'objectif 2016 a été porté à 5,5 millions. Le résultat a dépassé l'objectif : 5,65 millions de clients ont souscrit à la facture électronique, soit 21 % des clients particuliers. Pour 2017, le résultat a exactement atteint l'objectif de 6,5 millions de clients ; l'objectif est porté à 7,2 millions de clients pour 2018.

Elle se traduit également par la mise en place d'un objectif de réduction d'achat de papier de bureau de 3 % par an. Cet objectif est reconduit chaque année depuis. Les résultats obtenus depuis sont largement supérieurs à l'objectif puisqu'en 2012 la consommation papier par salarié était de 24 kg équivalent CO₂ dans l'année, en 2013 20 kg équivalent CO₂ par salarié, en 2014 17,6 kg équivalent CO₂ par salarié et en 2015 comme en 2016 on a atteint 11 kg équivalent CO₂ par salarié, soit une réduction de plus de la moitié du papier consommé trois ans. Le nouvel accord d'intéressement sur la période 2017-2019 contient un critère développement durable et numérique assis sur la baisse de la consommation de papier. Ce critère pèse 10 % du total. Il s'agit de la baisse en pourcentage annuel du nombre des impressions réalisées sur toutes les imprimantes connectées au réseau EDF (objectif annuel : - 15 %). Pour atteindre cet objectif et inciter le personnel à réduire les impressions papier, plusieurs mesures ont été mises en place : diminution du parc d'imprimantes, suppression des imprimantes individuelles, impression recto verso en noir et blanc de base sur les imprimantes, généralisation des impressions sécurisées avec mot de passe et enfin, sur certains sites, des campagnes chiffrées et ciblées (consommation annuelle de papier affichée) sont réalisées et affichées sur les lieux d'impression.

Par ailleurs, 100 % du papier utilisé est FSC (recyclable et neutre en CO₂) et dispose du label « fleur européenne ». Chaque site EDF a mis en place une collecte sélective des papiers de bureau ⁽¹⁾.

3.4.7 LES DÉCHETS RADIOACTIFS

La matrice de matérialité identifie la production et la gestion des déchets radioactifs et combustibles usés parmi ses enjeux matériels (enjeu n° 16 production et gestion des déchets radioactifs et combustibles usés). Cela fait référence aux enjeux techniques, environnementaux et financiers associés aux processus de traitement du combustible usé, à la gestion à long terme des déchets et au soutien aux filières de traitement et de recyclage.

La production d'électricité d'origine nucléaire génère des déchets, dont certains sont radioactifs. Les plus gros volumes de déchets radioactifs sont issus de la déconstruction des centrales nucléaires ⁽²⁾ définitivement arrêtées : gravats (bétons, terres...), ferrailles et tuyaux. Mais les déchets les plus radioactifs sont issus essentiellement du traitement du combustible nucléaire usé.

Tous les déchets sont répertoriés dans l'Inventaire national réalisé par l'ANDRA tous les trois ans et rendu public. Cela permet de garantir une gestion transparente et une traçabilité totale de tous les déchets radioactifs.

Depuis 1985, le volume de déchets d'exploitation d'EDF a été divisé par trois à production d'électricité constante grâce aux progrès réalisés dans l'exploitation des centrales. Les déchets qui ne peuvent être évités sont systématiquement triés en

fonction de leur nature. Ils sont conditionnés par EDF de manière hermétique dans des conteneurs adaptés pour éviter toute dissémination de la radioactivité en multipliant les barrières de protection. Ceci permet à la fois d'assurer un transport sécurisé vers les centres de l'ANDRA, et de préparer leur stockage définitif.

Parmi les déchets radioactifs, certains peuvent être éliminés. C'est le cas des déchets incinérables solides ou liquides (gants, combinaisons de travail, huiles, solvants...), brûlés dans le four de l'usine Centraco, exploitée par SOCODEI (filiale d'EDF). D'autres déchets peuvent voir leur volume considérablement réduit, ce qui facilite leur stockage : c'est le cas des déchets métalliques (vannes, pompes, outils...) fondus en lingots dans le four de fusion de cette même usine.

Les déchets qui ne peuvent être ni recyclés ni éliminés doivent être placés dans un centre de stockage jusqu'à ce que leur radioactivité revienne au niveau de la radioactivité naturelle. Ils sont stockés dans les centres de l'ANDRA. 90 % du volume des déchets radioactifs générés par le parc nucléaire EDF disposent ainsi aujourd'hui d'une solution opérationnelle de stockage dans les centres de Morvilliers et de Soulaines (Aube). De nouveaux centres de stockage sont prévus pour les 10 % de déchets qui n'en bénéficient pas encore, essentiellement ceux issus du traitement du combustible usé, qui sont les plus radioactifs. Pour ces déchets, qui ont une durée de vie très longue, la loi de 2006 a retenu la solution d'un centre de stockage géologique (projet Cigéo). Un autre centre de stockage est à l'étude pour les déchets graphites des centrales nucléaires de première génération (actuellement en déconstruction).

Conformément à la loi sur la gestion des déchets radioactifs de 2006, EDF contribue par ailleurs aux recherches sur la séparation-transmutation des déchets les plus radioactifs (transformation des radionucléides à durée de vie très longue en éléments stables ou à vie plus courte).

L'ensemble du dispositif français de gestion des déchets radioactifs est contrôlé par des autorités indépendantes : la Commission nationale d'évaluation contrôle les travaux de l'ANDRA, et l'Autorité de sûreté nucléaire surveille l'ensemble des filières existantes et les projets à venir pour garantir leur sûreté et l'absence de risques pour la santé publique et l'environnement.

Pour une description du traitement des déchets radioactifs de l'aval du cycle du combustible voir la section 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés ».

3.4.8 LES DÉCHETS CONVENTIONNELS

De par son modèle d'activité de la conception à la fin de vie, le groupe EDF génère des déchets conventionnels lors des différentes phases de vie de ses actifs : phases de chantiers (construction, déconstruction, maintenance lourde), phases d'exploitation (boues de *process* par exemple), mais aussi déchets de bureau pour ses activités tertiaires. La gestion de ces déchets conventionnels d'EDF s'inscrit dans le cadre de la réglementation en vigueur, qui hiérarchise le mode de traitement de chaque type de déchets.

Les déchets dits conventionnels sont les déchets évacués dans l'année vers une filière extérieure, produits pendant les phases de chantiers, d'exploitation et par les activités tertiaires. Ils ne comprennent pas les déchets radioactifs, comptabilisés séparément car relevant d'une réglementation et de filières spécifiques. Les cendres de charbon et le gypse issus du *process* font l'objet d'un bilan spécifique compte tenu des quantités produites et des débouchés qui permettent leur valorisation (filière cimentière principalement). Le bilan porte exclusivement sur les déchets évacués des sites et ne comptabilise pas les déchets restant stockés sur site en attente d'évacuation, ou les matériaux réemployés sur site (cas de terres et gravats par exemple), ni les équipements faisant l'objet d'un réemploi (ventes ou dons). Les déchets de construction et de déconstruction sont pris en compte dans le présent *reporting* lorsque leur gestion relève de la responsabilité du groupe EDF. Les déchets dont la gestion relève de la responsabilité des prestataires ne sont en revanche pas pris en compte.

Dans sa politique de développement durable, le groupe EDF s'engage à limiter les impacts environnementaux de ses installations et activités. Appuyée sur le système de management environnemental certifié ISO 14001, la gestion des déchets conventionnels respecte la hiérarchie des déchets et privilégie la réduction à la source notamment par la réparation, le réemploi, le recours aux produits éco-conçus et aux éco-produits, le tri, la valorisation matière (particulièrement pour les déchets de chantier qui constituent la quantité la plus importante).

(1) Voir l'évaluation PAP50, cf. section 3.8 « Notation extra-financière ».

(2) Pour le développement de cet enjeu matériel, voir 1.4.1.1.6 « La déconstruction des centrales nucléaires ».

3.4.8.1 Actions de prévention des déchets

Les entités et sociétés du Groupe sont engagées dans une démarche de progrès permanent, fondée sur la conviction que le « meilleur déchet » est celui qui n'est pas produit. Elles disposent de plans d'actions visant à limiter la production de déchets et intégrés dans les programmes d'action des systèmes de management en place (EDF SA, Dalkia, ÉS, EDF LUMINUS) avec des indicateurs associés. Plusieurs leviers d'action sont utilisés : des procédures internes (anticipation des chantiers : SOGED, plans de gestion, conventions de vente ou dons pour réemploi), des prescriptions dédiées dans les cahiers des charges (EDF SA, EDF EN), des solutions techniques innovantes (séparation eau/huile des effluents hydrocarbonés, décapage de l'amiante...), de nombreuses actions de sensibilisation du personnel et des prestataires (communication, formations, guide de prévention déchets 2016 comportant 34 bonnes pratiques, e-learning déchets), des démarches de réduction de la dangerosité des déchets (et de l'exposition des personnels aux substances dangereuses) notamment au travers de la limitation de l'utilisation de produits dangereux (voir section 3.1.8 « Pilotage et prévention des risques environnementaux »). Compte tenu de leur importance, des actions spécifiques concernent les déchets de chantier ou la déconstruction avec des groupes de travail dédiés à EDF. Afin de recueillir les bonnes pratiques dans ce domaine, un « Concours prévention déchets » existe depuis 2011 et a été élargi à l'ensemble du Groupe depuis 2016. Les activités de réemploi en interne Groupe ou avec l'externe se développent fortement en lien avec les cessations d'activité d'unités de production (Thermique) et avec l'appui d'outils de mise en relation à l'instar de l'intranet VEOL avec son site dédié aux échanges « Entre sites ». EDF SA s'est fixé un objectif de 100 millions d'euros sur trois ans (2018-2020) en comptabilisant les économies liées aux déchets évités et les ventes de matériels et matières. EDF s'investit fortement dans le projet Tango Blockchain interentreprises visant à faciliter le réemploi du mobilier déposé. Plus largement, la conception des installations s'appuie de plus en plus sur des démarches d'écoconception prenant en compte l'empreinte environnementale avec une approche cycle de vie. Une étude a été menée par

EDF-EN sur les impacts des technologies éolienne et solaire sur tout le cycle de vie, de l'extraction des matières premières au démantèlement des parcs avec une attention particulière sur la fin de vie des équipements et leur recyclabilité.

3.4.8.2 Gestion et valorisation des déchets

En complément des actions de prévention, la politique environnementale du Groupe vise à améliorer la valorisation des déchets produits. Les principales actions mises en œuvre consistent :

- à développer la réutilisation des pièces et matériels notamment dans les phases de déconstruction (déconstruction des centrales thermiques de DPIT et SEI, pièces détachées réutilisées à Aramon et Porcheville, terres lors des chantiers à Dunkerque LNG ou La Coche, etc.) ;
- à trier efficacement les déchets et à les envoyer dans des filières de valorisation matière ou énergétique avec des objectifs spécifiques définis dans les politiques environnementales des entités et relayés dans les contrats de management des unités et des filières de valorisation dédiées (Contrats PV Cycle ou First Solar d'EDF EN qui reprennent les panneaux en fin de vie, location des matériels informatiques à la DSP) ;
- à développer des partenariats avec des acteurs du recyclage (Recylum pour Citelum, Ateliers du Bocage pour les cartouches d'imprimante) ;
- à mettre en œuvre des pré-traitements sur site de différents déchets, afin de limiter le volume de déchets dangereux produits et de favoriser la valorisation de la fraction restante (ex. : concentration des hydrocarbures pour valorisation énergétique).

La politique de développement durable d'EDF a fixé un objectif de valorisation de l'ensemble des déchets de 90 % pour l'ensemble du Groupe d'ici 2021. Les taux de valorisation de l'ensemble des déchets conventionnels (hors cendres volantes de charbon et gypse, intégralement valorisés) se maintiennent à des niveaux élevés.

3.

Résultats au sein du Groupe

	2017	2016	2015
Volume des déchets industriels conventionnels valorisés ou évacués en vue de valorisation (en tonnes)	518 591	607 171	365 744
Taux de valorisation des déchets (%) - groupe EDF	85,0	89,9	80,6
Taux de valorisation des déchets (%) - EDF	93,0	95,3	92,0
Taux de valorisation des déchets (%) - EDF Energy	96,8	99,1	94,5

Le volume de déchets conventionnels pour l'année 2017 est en forte diminution notamment pour les déchets non dangereux issus des grands chantiers en cours en France : réalisation du grand carénage des centrales de production nucléaire ; travaux de mise en place d'un nouveau groupe de production à la centrale de La Coche pour la production hydraulique ; travaux d'extension d'un bâtiment de stockage à Velaines et poursuite des travaux de déconstruction du parc thermique (avec une activité moindre en 2017).

Les évolutions de tonnage d'une année sur l'autre sont très fortement influencées par les investissements en cours et en lien avec les programmes de déconstruction. L'objectif du Groupe est de gérer efficacement la fin de cycle de ses installations et d'assurer une bonne valorisation des déchets sans objectif défini au niveau du volume de production de déchets.

Impact des activités de déconstruction et maintenance

En 2017, les activités de construction, de déconstruction ou de maintenance sont restées à un niveau important, notamment en France (incluant les systèmes insulaires) et au Royaume-Uni avec le chantier d'Hinkley Point, impactant le volume global de déchets générés et valorisés. Parmi les chantiers, il faut noter : les premières opérations du Grand carénage sur le parc nucléaire français et le chantier tertiaire de sites industriels PARTNER, les déconstructions d'installations thermiques en France continentale (Richemont, Champagne, Vitry et Martignes) et dans les îles (Martinique, Corse), les grandes opérations de maintenance (La Coche).

En France, des schémas d'organisation de la gestion des déchets (SOGED) sont désormais systématiquement mis en place préalablement à tout chantier important de construction, de déconstruction ou de maintenance. Un retour d'expérience est annuellement piloté par les directions métiers d'EDF dans un esprit d'amélioration continue des pratiques.

La valorisation des produits de combustion et des matériaux : une démarche d'économie circulaire

Le Groupe est engagé dans la démarche d'économie circulaire depuis de nombreuses années avec des boucles vertueuses de réutilisation des produits liés aux installations thermiques et des matériaux utilisés lors des chantiers.

Les cendres volantes de combustion, le gypse produit par les installations de désulfuration sont intégralement valorisés par toutes les installations de production thermique que ce soit en Europe (France, Grande-Bretagne) ou en Chine. Au total, plusieurs centaines de milliers de tonnes de cendres sont utilisées en technique routière ou en industrie cimentière (avec des gains de l'ordre d'une tonne de CO₂ évitée par tonne de cendre incorporé⁽¹⁾). En France, la production thermique fossile d'EDF a produit 188 560 tonnes en 2017 et 230 000 tonnes ont été valorisées en filière ciment-béton (déstockage de stocks anciens)⁽²⁾.

Les matériaux concernés par les travaux de construction sont très largement réemployés à l'exemple des chantiers suivants : chantiers Post-Fukushima des sites nucléaires, chantiers d'enfouissement (Enedis, ÉS).

(1) Calcul EDF sur la base des contenus en GES moyens par pays, Analyse du cycle de vie (ACV) incluse, déterminés selon les mix de production par pays fournis par l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) 2012 et selon l'ACV des filières de production fournie par le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat 2012.

(2) Indépendamment de ce déstockage, tout ce qui a été produit en 2017 a été valorisé.

3. INFORMATIONS ENVIRONNEMENTALES ET SOCIÉTALES – RESSOURCES HUMAINES

Agir positivement sur les territoires et renforcer le dialogue

En France, afin de trouver d'autres leviers de valorisation de ces produits et déchets, le Groupe a engagé des travaux de recherche pour une meilleure valorisation des cendres, des sédiments et des boues et participe activement aux travaux de l'Institut national de l'économie circulaire et de l'association RECORD pour développer des méthodes et des outils en relation avec des industriels (EIFFAGE

pour Tiru) ou des universités. Des essais grandeur nature sont en cours à la production hydraulique pour valoriser les sédiments en tant que sols (Mont-Cenis et Romanche Gavet) et donnent lieu à des thèses scientifiques. Dalkia/Tiru participe activement à un projet de recherche TERRACOTA de valorisation des CSR soutenu par l'ADEME.

3.5 AGIR POSITIVEMENT SUR LES TERRITOIRES ET RENFORCER LE DIALOGUE

C'est une tendance lourde observée partout : la société civile réclame davantage de dialogue, et se montre toujours plus vigilante vis-à-vis de projets susceptibles de modifier son environnement. C'est pourquoi le groupe EDF a pris l'engagement d'organiser de façon systématique, partout dans le monde, une démarche de dialogue et de concertation transparente et contradictoire autour de chaque nouveau projet ; cela se fera sur la base des meilleurs standards internationaux. Le Groupe fait de cet engagement un levier de transformation de notre entreprise, en encourageant à développer des pratiques renouvelées d'écoute des parties prenantes, et en apprenant à co-construire les projets avec elles.

Objectif de Responsabilité d'Entreprise n° 5 (ORE n° 5) : organiser de façon systématique et partout dans le monde, une démarche de dialogue et de concertation, transparente et contradictoire, autour de chaque nouveau projet

Veiller à l'intégration locale de ses installations industrielles est un enjeu constant pour EDF. Aujourd'hui, le Groupe a l'ambition de renouveler et de systématiser ses pratiques de dialogue autour de chaque nouveau projet, afin de mieux prendre en compte les attentes des territoires et de leurs habitants. Le groupe EDF s'engage à mettre en œuvre les règles de dialogue des standards internationaux en matière de participation des parties prenantes, et à en assurer un *reporting* public.

Sont concernés dès 2017 les nouveaux projets de plus de 50 millions d'euros, ayant un impact significatif sur les territoires et l'environnement. En 2030, l'ambition du Groupe est de porter ce seuil financier à 30 millions d'euros ⁽¹⁾.

Ces projets feront l'objet d'une démarche systématique de dialogue et de concertation, proportionnée aux enjeux du projet et respectant les modalités suivantes : identifier les parties prenantes ; initier la concertation le plus en amont possible ; donner accès de façon transparente à des informations claires sur le projet aux parties prenantes ; recueillir les avis des parties prenantes sur le projet et y répondre ; mettre en place un système de traitement des propositions et réclamations ; veiller à la participation des « peuples autochtones » dans le processus de concertation ⁽²⁾.

Un groupe de pilotage a été mis en place au niveau Groupe pour définir ces principes de mise en œuvre concrets et préparer les lignes directrices pour les chefs de projets. Ce comité composé des métiers et des filiales poursuivra son travail dans la durée et assurera le suivi de cet engagement.

La matrice de matérialité identifie l'écoute, la transparence et le dialogue ouvert sur le nucléaire parmi ses enjeux matériels (enjeu n° 14 Écoute, transparence et dialogue ouvert sur le nucléaire). Cela fait référence aux actions d'information et de concertation visant à répondre aux interrogations de l'opinion publique et de certaines parties prenantes sur l'énergie nucléaire et à la qualité du dialogue sur cette thématique.

3.5.1 ÉCOUTE, TRANSPARENCE ET DIALOGUE

Afin de répondre aux attentes de toutes ses parties prenantes, EDF a mis en place des outils de dialogue, d'écoute, d'analyse et de suivi : baromètres, cartographie, partenariats, instances de dialogue avec les parties prenantes, comités de suivi. L'identification des parties prenantes est un moyen puissant d'analyser l'environnement de l'entreprise et de construire avec celles-ci un dialogue adapté et pertinent.

3.5.1.1 Identification des parties prenantes

La cartographie des parties prenantes d'EDF permet aux directions métiers de s'organiser autour de :

- la concertation de proximité des sites de production et pour les nouveaux projets industriels ;
- les relations avec les clients, fournisseurs, partenaires sectoriels, associations socioprofessionnelles, collectivités publiques et institutions nationales et internationales ;
- les partenariats opérationnels avec les ONG et le monde universitaire ;
- la réunion d'experts ou de personnalités dans des conseils ou panels indépendants apportant au Groupe un éclairage critique externe ;
- la sensibilisation-formation de publics, notamment jeunes, aux enjeux de l'énergie et du développement durable.

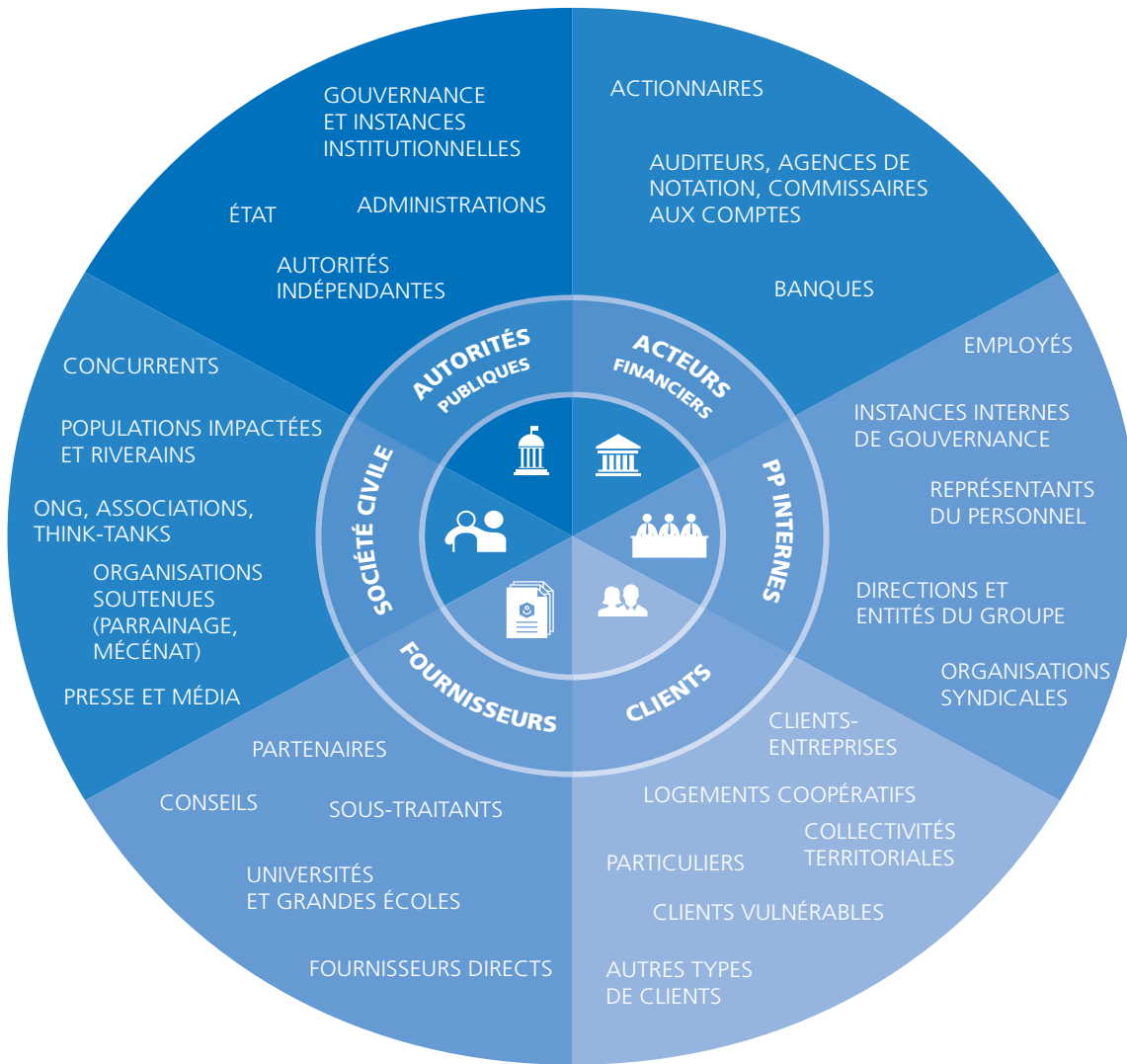
L'écoute des attentes des parties prenantes contribue à améliorer les stratégies et les politiques ; EDF s'est engagé sur un référentiel pour un dialogue constructif entre entreprise et parties prenantes.

Les principales parties prenantes du groupe EDF sont présentées ci-contre.

(1) Pour rappel, le seuil financier pour la procédure réglementaire de débat public est de 300 millions d'euros.

(2) Lorsque cette dimension s'impose au projet en lien avec la législation locale.

Cartographie des parties prenantes d'EDF



L'écoute des attentes de nos parties prenantes nous permet d'affiner nos stratégies et politiques.

Les principales parties prenantes du niveau central EDF en lien avec la Direction du Développement Durable sont présentées ci-contre.

La cartographie des parties prenantes d'EDF permet aux directions métiers de s'organiser autour de :

- la concertation de proximité des sites de production et pour les nouveaux projets industriels ;
- les relations avec les clients, fournisseurs, partenaires sectoriels, associations socioprofessionnelles, collectivités publiques et institutions nationales et internationales ;
- les partenariats opérationnels avec les ONG et le monde universitaire ;
- la réunion d'experts ou de personnalités dans des conseils ou panels indépendants apportant au Groupe un éclairage critique externe ;

- la sensibilisation-formation de publics, notamment jeunes, aux enjeux de l'énergie et du développement durable.

Avec pour objectif d'éviter, réduire ou compenser les impacts de son activité sur l'environnement, la qualité de ce dialogue avec toutes ses parties prenantes dépend la réussite de sa politique de développement durable et la performance même du Groupe.

3.5.1.2 Dispositifs d'écoute

L'écoute organisée des attentes des parties prenantes est devenue incontournable dans l'action opérationnelle des entités et sociétés du Groupe ; elle est historiquement très développée dans les métiers de la production (nucléaire, hydraulique ou thermique), chez EDF Energy, ainsi que dans les entités où la dimension marketing est inhérente à l'exercice traditionnel du métier (Direction Commerce et Dalkia notamment).

Les baromètres suivis dans le temps avec une réelle continuité des questionnaires et des périmètres permettent de suivre les évolutions des attentes des populations concernées. Par exemple :

- **Baromètre des riverains de la production nucléaire**, de la production thermique, et de la production hydraulique : menées depuis 2009 par des instituts de sondages officiels comme IPSOS, ces études ont pour objectif de mesurer la perception des riverains concernant la relation aux ouvrages et à l'énergie. 19 sites de production nucléaire, 7 sites thermiques fossiles, 15 sites hydrauliques et 2 sites nucléaires en déconstruction (Creys-Malville et Brennilis) ont été concernés par ce baromètre en 2017. Les baromètres riverains autour des sites de production mettent en lumière que les centrales nucléaires ont un impact positif en matière d'emploi (82 %), d'activité économique (78 %), de commerce (68 %) et d'équipements collectifs (64 %). Pour les seuls sites thermiques, 74 % des riverains estiment qu'ils ont un impact positif sur l'activité économique, 69 % des riverains considèrent que les sites ont un impact positif sur l'emploi, 51 % sur le commerce et 50 % sur les équipements collectifs ;
- **Baromètre Développement Durable (BDD)** : dispositif de suivi de l'opinion française et européenne sur les sujets liés à l'environnement, les énergies, le développement durable, diligenté par la R&D d'EDF dans trois pays européens en alternance, qui permet de contribuer à alimenter en données d'opinion les différents lots du projet, de nourrir certaines problématiques. La dernière vague confirme la dégradation de l'environnement comme préoccupation majeure et croissante en Europe, notamment en Allemagne, en Belgique et en France, surtout auprès des catégories socio-professionnelles les plus élevées ; à l'inverse des préoccupations économiques qui sont en retrait. En matière d'énergies, si l'opinion européenne est aujourd'hui hostile au charbon et favorable aux renouvelables, les avis restent partagés sur le nucléaire. Le soutien poursuit son érosion en France, et une nette majorité estime à l'échelle européenne qu'il sera possible d'en sortir d'ici 30 ans au profit des ENR ;
- **Baromètre Interne des Perceptions de l'Environnement (BIPE)** : sondage réalisé auprès d'un échantillon des agents d'EDF et d'Enedis. Le questionnaire s'articule autour des thématiques suivantes : environnement, énergie, RSE, concepts innovants. Soutien réaffirmé en faveur des ENR, opposition aux fossiles, statu quo sur le nucléaire en sont les principaux constats 2017.

Les agents ont une perception de l'état de l'environnement d'autant plus sévère que le territoire considéré est vaste ou lointain : en 2017, un quart des agents interrogés juge que l'état de l'environnement est mauvais ou très mauvais dans leur région comme en France, contre 38 % s'agissant de l'environnement en Europe, et 79 % pour le monde. Ces perceptions sont stables depuis 2014. Les agents perçoivent la nature comme très fragile face aux interférences humaines, et ils sont pessimistes quant à son avenir. Plus de 80 % d'entre eux estiment que nous allons vers une catastrophe écologique majeure, plus des trois quarts pensent que les interférences humaines ont des conséquences désastreuses pour la nature, et la moitié considère que nous atteignons les limites du nombre de personnes que la Terre peut supporter. Les deux tiers jugent que le progrès scientifique ne permettra pas de résoudre les problèmes environnementaux en Europe d'ici 20 ans. Ce pessimisme trouve un écho dans la défiance marquée des agents à l'égard des sources d'information dans le domaine de l'environnement, hormis à l'égard des scientifiques et des médecins. En termes de connaissances et de sensibilisation aux notions environnementales, plus des trois quarts des agents interrogés disent avoir déjà entendu parler de développement durable, d'énergie verte ou de Charte éthique. Enfin, un agent sur six déclare avoir suivi une formation sur l'environnement ou le développement durable au cours des trois dernières années (voir section 3.5.8.1 « En direction des salariés »).

Les pratiques d'écoute sont généralisées : c'est traditionnellement le cas des enquêtes de satisfaction pour la Direction Commerce ou Dalkia, qui réalisent au fil de l'eau des enquêtes de satisfaction client. Ces enquêtes ont pour finalité d'estimer les progrès du service, les bénéfices qu'en retirent les clients, mais également de mieux comprendre leurs motifs d'insatisfaction et leurs attentes. EDF Polska conduit également des enquêtes de perception en direction des riverains, par exemple autour du projet d'investissement de Torun ; ou encore des séminaires d'écoute et consultation pour les résidents des quartiers de Gdansk et Gdynia. EDF Luminus a consulté les parties prenantes identifiées sur ses réseaux pour établir sa grille de matérialité. Au Royaume-Uni, EDF Energy mène des réunions régulières (trois à quatre fois par an) avec les parties prenantes identifiées sur les questions liées à ses activités et à leurs impacts ; il s'agit d'identifier et de produire les produits et services les mieux adaptés aux clients pour chacun des segments. Toutes les modalités d'enquête sont mobilisées, quantitative ou qualitative, sous forme d'interviews de face-à-face, contact téléphonique ou d'utilisation des réseaux sociaux.

En 2017, Dalkia a déployé en interne la démarche « Parlons Clients » qui s'appuie sur les trois piliers suivants : l'ambition d'être proche de ses clients par tous les temps ; la promesse de mettre en œuvre la touche de Dalkia pour satisfaire ses clients au quotidien et les bonnes attitudes à avoir : professionnalisme, écoute, anticipation et accompagnement. En Martinique, les salariés de SEI sont allés à la rencontre des clients *via* différentes manifestations (sous la bannière « à l'écoute de nos clients »). Le forum Producteurs a réuni plus de 100 personnes, acteurs de l'énergie, par exemple les producteurs de Photovoltaïque. Edison écoute les besoins des consommateurs, au moyen de groupes de discussion relayant des initiatives telles que « feuille de route régionale » et la « Charte de qualité de service ». Le groupe EDF réunit régulièrement ses panels France ou International, en fixant conjointement l'ordre du jour, pour recueillir leurs avis et faire réagir les managers du Groupe.

3.5.1.3 Les panels de parties prenantes

Le dialogue avec les parties prenantes mené au sein du Groupe prend des formes variées en fonction du type d'activités (production, commerce...), du lieu où il se déploie (local, national, international), du temps dans lequel il s'inscrit (phase de projet ou phase d'exploitation d'un ouvrage par exemple), ou encore des objets proposés au dialogue (résolution d'un problème opérationnel bien identifié, examen d'une grande problématique *corporate*, etc.). Depuis une douzaine d'années, le groupe EDF a expérimenté une modalité de dialogue originale et efficace, consistant à animer différents conseils de parties prenantes externes, à l'échelle *corporate* ou d'un pays d'implantation.

À ce jour, ce sont plusieurs panels d'experts qui apportent aux dirigeants du Groupe et à ses sociétés leur vision externe sur les grands sujets qui intéressent EDF. Les ordres du jour sont à l'initiative des deux parties, et les recommandations formulées font l'objet d'une prise en compte réexaminée dans les deux ans qui suivent les travaux concernés.

Le **Conseil développement durable**, est composé de personnalités externes représentatives des différents enjeux liés à l'impact des installations et des activités d'EDF ; il questionne le plus en amont possible les dirigeants opérationnels et les experts de l'entreprise sur les options qu'elle se propose de prendre en matière de développement durable. En 2017, le panel s'est réuni autour de la nouvelle analyse de matérialité réalisée par le Groupe.

Au sein du Groupe, d'autres panels de parties prenantes poursuivent leur action dans des domaines connexes au développement durable ; c'est le cas du Conseil médical et du Conseil scientifique d'EDF. Ainsi, en 2017, le **Conseil scientifique** s'est interrogé sur la question de l'acceptabilité des ouvrages industriels⁽¹⁾. En réponse à l'évolution des cadres techniques, économiques et politiques qui régissent son activité, à l'évolution de la définition de l'intérêt général et aux controverses parfois spectaculaires à l'image des ZAD de Sivens ou Notre Dame des Landes, un programme de travail a été établi en vue d'une connaissance plus fine des facteurs territoriaux d'acceptabilité, d'une intensification de la professionnalisation des acteurs, d'une meilleure compréhension de l'impact des outils numériques au sein de l'espace public et de la manière particulière dont l'acceptabilité se pose pour les nouvelles infrastructures issues des technologies émergentes.

Le **Conseil médical d'EDF** est composé de personnalités du monde médical et de professeurs d'université. C'est un organe de réflexion et de conseil sur des thèmes sanitaires d'actualité en lien avec les activités d'EDF. Il est présidé par le Pr André Aurengo, membre de l'Académie de médecine. Le Conseil médical s'est réuni en session plénière à trois reprises en 2017. Les principaux thèmes traités ont couvert l'essentiel des questions de santé professionnelle et de santé environnementale qui font débat : l'impact du fonctionnement des éoliennes sur la santé des riverains, les risques associés à la présence de perturbateurs endocriniens, et la mise en place d'une étude épidémiologique sur le suivi post-professionnel des salariés exposés aux champs magnétiques pendant leur carrière.

En 2017, EDF a créé un **Conseil des générations futures**. Lancé par EDF et Usbek & Rica le 11 juillet, il rassemble chaque trimestre 60 personnes afin d'aborder les grandes controverses d'avenir. Il est composé de 40 représentants des activités d'EDF et des filiales du Groupe en France⁽²⁾ et 20 personnes externes à EDF, créateurs d'entreprise, philosophes, spécialistes de l'économie circulaire ou des questions de transition énergétique, femmes et hommes de médias, experts en RSE ou en digital. Ses deux premières sessions ont été consacrées aux problématiques suivantes : « Le 100 % renouvelables, à quelles échéances ? » ; « L'électricité, un marché comme un autre ? ».

(1) « Acceptabilité des ouvrages et des projets industriels : quels enjeux pour EDF ? ».

(2) Hors Enedis et RTE.

En Grande-Bretagne, EDF Energy anime un « Sustainability Advisory Panel » qui conseille le Directeur Général et le Comité exécutif sur la stratégie de l'entreprise et des sujets de développement durable. En 2017, il s'est réuni trois fois autour de sujets tels que la stratégie industrielle, la tarification du carbone, le Brexit, la Vision 2020, le « Better Plan », le paysage post-électoral et les programmes de R&D. Depuis 2006, le panel a joué un rôle majeur dans l'élaboration de la stratégie de développement durable, et coopère en vue d'améliorer la transparence et la soutenabilité de nos activités de production et de services. EDF Energy dispose aussi d'un autre panel composé de dirigeants d'entreprises (Business in the Community ; Groupe Forum pour l'avenir, Cambridge Institute of Sustainable Leadership). Ce panel se réunit deux fois par an, sous la présidence du directeur de la stratégie et des affaires publiques d'EDF Energy. En juillet 2017, il s'est, par exemple réuni autour de la vision prospective du marché de l'énergie d'EDF Energy⁽¹⁾.

Créé en 2015, le **Conseil des parties prenantes d'Enedis** réunit des personnalités reconnues du monde de l'entreprise, des universitaires ou encore des responsables associatifs, sous l'égide de la Direction du Développement Durable. Le Conseil a vocation à apporter un regard constructif sur les enjeux liés aux évolutions sociétales susceptibles d'impacter le futur de l'entreprise et ses métiers. Il enrichit les réflexions de l'entreprise sur sa stratégie, éclaire certaines problématiques actuelles ou en devenir par une vision externe et pluridisciplinaire, et formule des recommandations. Le Conseil s'est réuni trois fois en 2017 pour traiter des actions sociétales, de la politique Clients et de la mobilité électrique.

3.5.1.4 Les partenariats, outils d'écoute et de dialogue

Les partenariats développement durable sont un moyen pour EDF de dialoguer avec des parties prenantes sur des questions à fort enjeu pour nos métiers, et de mieux comprendre les attentes de son environnement. Les partenariats permettent également d'apporter de l'expertise en interne dans les métiers et les sociétés du Groupe.

Au cours de l'année 2017, les partenariats développement durable ont porté sur quatre principaux volets : « Biodiversité » ; « Transition énergétique/Changement climatique » ; « Précarité énergétique » ; et enfin des partenariats « Concertation/Territoires ».

- Les partenariats dans le domaine de la biodiversité facilitent les échanges techniques et le dialogue avec le monde associatif sur des sujets à fort enjeu pour les métiers et les projets (c'est le cas par exemple des partenariats conclus avec le Muséum national d'histoire naturelle (MNHN), le Comité français de l'Union internationale pour la conservation de la nature (IUCN), la Ligue pour la protection des oiseaux (LPO) ou la Fédération des conservatoires d'espaces naturels).
- Les partenariats avec les *think tanks* permettent à EDF de nourrir des échanges sur des sujets à enjeu comme le climat, la transition énergétique ou l'économie circulaire ; c'est par exemple le cas des partenariats tissés avec l'Institut du développement durable et des relations internationales (IDDRI) ou avec la Fondation pour la nature et l'homme (FNH).
- En matière de précarité énergétique, le groupe EDF soutient l'*Action Tank* « Entreprise et pauvreté » qui recherche des solutions innovantes pour la rénovation de copropriétés dégradées en lien avec d'autres entreprises et les collectivités locales, ainsi qu'avec l'Association nationale des compagnons bâtisseurs (ANCB) pour l'amélioration de l'habitat notamment *via* des chantiers d'autoréhabilitation accompagnée à destination des publics exclus de toute solution « classique ». Le groupe EDF développe sa collaboration avec ASHOKA France, réseau d'entrepreneurs sociaux, visant à favoriser la co-création de solutions entrepreneuriales innovantes à fort impact social (lutte contre les exclusions, insertion, développement économique...).
- En matière de dialogue et de concertation menés au sein des territoires, la dimension locale se développe, avec un partenariat avec le Conservatoire du Littoral qui s'inscrit dans une démarche du groupe EDF d'accompagnement des territoires. Le groupe EDF a poursuivi en 2017 son partenariat conclu avec l'École nationale supérieure du paysage (ENSP) qui promeut notamment la prise en compte du paysage dans les projets industriels sur le terrain.

3.5.2 CONCERTATION AVEC LES PARTIES PRENANTES

La matrice de matérialité identifie la concertation avec les parties prenantes parmi ses enjeux matériels (enjeu n° 33 Concertation avec les parties prenantes). Cela fait référence à la prise en compte effective des besoins et attentes des parties prenantes du Groupe, au travers d'un dialogue nourri favorisant la définition de solutions répondant à des problématiques communes. Il s'agit notamment des dispositifs de concertation et d'implication des parties prenantes mis en place à chaque étape de la vie de chacun des projets, et la prise en compte des intérêts des communautés locales en vue d'une bonne intégration des activités et des ouvrages.

La concertation avec les autorités locales, les populations locales et les associations est un enjeu clé de la réussite d'un projet et de son intégration dans le programme de développement économique et social du territoire. Des informations régulières, des dialogues ouverts sont assurés à proximité des sites et des concertations, réunions publiques innovantes sont développées sur les sites ou pour les projets.

3.5.2.1 Concertation locale

Dans le cadre de chaque nouveau projet, Citelum mène une phase de consultation des différentes parties prenantes en amont pour identifier les besoins exacts des clients et connaître l'environnement du projet.

Des concertations diverses dans le cadre du projet compteurs numériques ont eu lieu, par exemple en Martinique : présentation du scénario de déploiement à l'externe (SMEM, Association des Maires) et deux réunions publiques : Rivière Pilote et Prêcheur. Dans le cadre des reconversions de site comme Aramon ou Porcheville, une concertation a été engagée à partir de chartes partenariales avec l'administration, les élus locaux et en faisant participer ponctuellement quelques associations. EDF Energy a engagé un travail décentralisé et chaque site publie un bulletin mensuel, dans le cadre de la politique de porte ouverte afin d'encourager les riverains à venir exprimer leurs préoccupations. Le projet HPC a entrepris des consultations de 2009 à 2011, 6 500 personnes ont répondu à travers 34 expositions publiques. Quelque 2 000 sollicitations ont été traitées et provoqué un certain nombre de changements majeurs dans la structure du projet et de la livraison. Ce processus est entièrement documenté dans le rapport de consultation de HPC. Toutes les demandes de renseignements et de plaintes sont contrôlées et gérées par un système informatique pour enregistrer les communications et faire en sorte que les réponses soient envoyées sous 10 jours ouvrés.

3.5.2.2 Innover en concertation

Dans le cadre des certifications ISO 9001 et 14001 V2015, une cartographie des parties prenantes et des modes de dialogue est systématiquement établie pour permettre de mieux connaître les acteurs de la concertation.

EDF a noué un partenariat avec l'École nationale supérieure des paysages et des ateliers pédagogiques régionaux qui ont été déployés sur les sites hydrauliques de Vouglans et le territoire à énergie positive du Autunois et a permis d'établir une nouvelle relation avec les parties prenantes en travaillant sur la relation entre ces sites et leur paysage autour de propositions concrètes élaborées dans la suite d'une concertation menée par des étudiants de cette école avec les acteurs des territoires. Par ailleurs, un guide « le paysage de Chantier et les chantiers de paysage » est en cours de finalisation avec cette même école du paysage. Il est destiné à accompagner les chefs de projets pour mieux intégrer le paysage dans leurs chantiers.

Ces outils viennent compléter ceux existants comme le diagnostic territorial, Durabilis ou la cartographie des parties prenantes et servent également à la formation « Concertation avec les parties prenantes de son territoire ».

Plusieurs démarches de diagnostic territorial sont mises en œuvre à la maille des Unités de production, soit directement par les unités, soit dans le cadre d'études approfondies réalisées par le Pôle sociétal du CIH. Ces éléments de diagnostic, complétés par une analyse d'acteurs à l'échelle nationale, permettent d'établir une cartographie des parties prenantes de nos ouvrages. Sur certaines vallées, en fonction des enjeux locaux ou dans le cadre des chantiers majeurs, des réunions publiques innovantes d'échanges sont organisées. Des présentations de bilan annuel avec des parties prenantes locales sont également organisées sur de nombreux aménagements et des expérimentations de communication avec les parties prenantes *via* des plateformes numériques lancées sur plusieurs aménagements.

(1) Voir aussi <https://www.edfenergy.com/sustainability-governance>.

3. INFORMATIONS ENVIRONNEMENTALES ET SOCIÉTALES – RESSOURCES HUMAINES

Agir positivement sur les territoires et renforcer le dialogue

EDF est signataire depuis 2012 de la charte des PME innovantes dont l'objectif est de renforcer les coopérations entre entreprises publiques et PME, en faveur de l'innovation, et renouvelle annuellement le Label RFR (Relations fournisseur responsables) depuis 2015.

Un partenariat a été noué avec les pompiers et les compagnies riveraines de MECO (PM3, GENCO3) pour veiller aux questions d'environnement, de sécurité et d'urgence⁽¹⁾.

3.5.2.3 S'appuyer sur les meilleurs standards nationaux ou internationaux pour conforter les projets

Le protocole IHA a été utilisé en métropole pour évaluer le projet Romanche-Gavet. Il constitue la trame d'évaluation des projets à l'international aux différentes étapes de jalonnement. L'ensemble des projets à l'international porté par la DI pour ce qui concerne l'hydraulique s'appuie sur les *guidelines* de l'IFC.

À l'international, EDF est signataire du Global Compact (voir section 3.1.7 « Droits de l'homme ») et encourage ses filiales à se conformer aux 10 principes dans le développement de ses projets, aussi bien en termes de développement national et international. La DPIH s'appuie à la fois sur les standards IFC et sur le protocole de l'IHA qui s'avèrent être des outils complémentaires. L'adoption des standards IFC par la direction Internationale permet d'avoir un langage commun entre les divers acteurs EDF. Pour le développement de projets, SOCODEI procède à des analyses de risques et d'impacts entre autres sur l'environnement et les populations.

3.5.3 TERRITOIRES ET COMMUNAUTÉS LOCALES : PARTENARIAT ET DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUE

La matrice de matérialité identifie la thématique du développement économique des territoires parmi ses enjeux matériels (enjeu n° 35 Territoires et communautés locales : partenariat et développement économique). Cela fait référence à la capacité de l'entreprise à participer à la vie économique des territoires, à créer de la valeur pour ces territoires, en contribuant notamment à la création d'emplois et la création de richesses locales.

3.5.3.1 Être acteur des territoires

La direction de la Production Ingénierie Thermique a engagé un programme important de déconstruction sur les sites en fin de vie avec des perspectives de travaux jusqu'en 2030 environ. Ce programme s'inscrit en concertation avec les collectivités territoriales et conformément aux Mémoires de cessation d'activité préparés par la DPIT. Parallèlement, en liaison avec les autres entités du Groupe (principalement EDF EN, SOCODEI, Dalkia Biogaz, Dalkia et Tiru...), le centre de post-exploitation de la DPIT cherche à développer des projets sur les sites en fin de vie.

Dalkia contribue au développement économique et social des territoires sur lesquels il opère, non seulement à travers les services publics qui lui sont délégués, mais également par les investissements qu'il réalise pour entretenir, maintenir, et développer les infrastructures notamment pour les activités biomasse et réseaux de chaleur. D'autre part, localement, à travers son mode de management et ses politiques Ressources humaines et achats, Dalkia est un acteur d'emploi et d'employabilité sur les territoires où il intervient. La majeure partie du produit des activités de Dalkia, à savoir 92 % en 2016, est « redistribuée » aux parties prenantes telles que les salariés de l'entreprise, les fournisseurs et prestataires externes, les administrations fiscales, les banques et investisseurs obligataires. Ce schéma a été publié dans le rapport RSE de Dalkia en 2017.

La stratégie de développement de Citelum est basée sur une emprise locale forte passant par le recrutement des salariés sur les zones dans lesquelles EDF est implanté.

La Direction des Achats poursuit ses actions auprès des fournisseurs – dont les PME/TPE/start-up – avec la mise en œuvre opérationnelle d'un processus adapté pour les achats d'innovation et pour faciliter l'accès des PME à nos marchés.

Pour faciliter l'accès des PME à ses marchés, EDF dispose :

- de conditions générales d'achats simplifiées et de conditions générales d'achats propres aux « petites commandes » ;

- d'un questionnaire d'aptitude simplifié destiné aux nouveaux fournisseurs, pour les consultations de montants inférieurs aux seuils de la directive européenne 2014/25/UE ;

- concernant les start-up et les PME innovantes, d'un processus d'achats et des contrats-types adaptés. Trois chiffres clés de l'achat d'innovation : 40 cas de tests, 45 000 euros de budget moyen, 100 contrats potentiels chaque année ;

- et d'un espace dédié sur le site institutionnel edf.fr (guichet unique pour les PME).

En 2017, les PME innovantes représentent près de 4 % du panel de fournisseurs d'EDF.

La direction Immobilier a pris un engagement dans le cadre des contrats pour les chantiers PARTNER et pour les contrats de déménagement de faire appel à 6 % (du volume total d'heures) minimum au secteur de l'insertion.

3.5.3.2 Quelques projets de 2017

Le Grand Chantier de l'EPR continue à jouer un rôle important en matière de formation, d'insertion et de recrutement de salariés dans le bassin d'emploi du Cotentin. Aujourd'hui, les salariés locaux représentent encore plus de 50 % des salariés sur le site. Fin 2017 et depuis l'ouverture du site, l'antenne locale du Pôle Emploi située à l'entrée du chantier a enregistré 4 500 offres d'emploi proposées aux entreprises travaillant sur le site. 92 % de ces offres (4 164) d'emplois ont été satisfaites et ce résultat très positif est le reflet de la forte coopération entre les entreprises et l'Équipe Emploi Formation. Des actions de formations ont également été organisées au bénéfice des demandeurs d'emploi. 80 000 heures de formation, ont ainsi été dispensées grâce au financement du Conseil Régional de Normandie et de Pôle Emploi. En 2017, la 1000^e personne a été formée et embauchée sur le chantier de l'EPR, ce qui a donné lieu à un événement rassemblant l'ensemble des acteurs de l'emploi/formation du territoire (État, Région, MEF, PE, Organisations syndicales, Organismes de formations, industriels...). Une clause contractuelle, incitative et sans pénalité financière vient compléter les clauses générales avec un engagement d'insertion exprimé en % minimum du temps total de travail effectué sur site dans le cadre de l'exécution du marché. Les vingt entreprises principales sont concernées par la clause sur EPR avec un minimum compris entre 3 et 5 %. Depuis l'introduction de cette clause, EPR a généré plus de 1 150 000 heures d'insertion, représentant un taux moyen de 3 % rapporté à l'ensemble des heures travaillées du chantier.

Le programme d'ancrage territorial mené conjointement par la Division Production Nucléaire et la direction à l'Action Régionale d'EDF s'inscrit dans un double objectif d'accroissement et de valorisation de la contribution territoriale à la fois économique et sociétale de chaque unité de production. La finalité visée est d'accroître la participation de l'outil de production à la co-construction, avec les acteurs locaux et régionaux, d'un développement durable des territoires sur lesquels elles sont implantées. En 2017, chaque CNPE a ainsi désigné un pilote d'ancrage territorial d'unité avec pour mission à la fois de coordonner les contributions internes des directions d'EDF à ce programme et de renforcer localement le dialogue avec les parties prenantes du territoire dans le but d'établir un projet de territoire concrétisant la contribution et l'intégration de l'unité au développement économique local et régional en cohérence avec son programme industriel.

E-Clide, pilote de l'innovation collaborative, à Saint-Aubin-de-Blaye (Gironde), à proximité de la centrale du Blayais, un cluster réunit pour la première fois les principaux acteurs de la maintenance nucléaire : grands groupes, laboratoires régionaux (IUT de Bordeaux) et PME. Le cluster, qui favorise l'innovation par l'expérience terrain, est une aubaine pour l'emploi dans la région puisqu'il tirera profit du programme « Grand Carénage » qui permettra d'exploiter les centrales nucléaires au-delà de 40 ans.

En Chine, une action de lutte contre la pauvreté a été menée par Citelum en accord avec la ville de Kunming sur le village de Jiewu situé dans le Yunnan (200 km de Kunming). En 2017, 100 000 yuans de donation ont été attribués pour l'achat d'équipements pour de l'éclairage.

En Italie, lors de la conclusion de nouveaux contrats, Citelum privilégie les sous-traitants locaux pour la réalisation des travaux.

Enfin en Espagne, un accord a été conclu pour l'embauche de personnes dans le cadre de contrat d'insertion professionnelle comme sur le contrat avec la ville de Toulouse en France où l'objectif de 5 % des effectifs est prévu.

(1) « Règlement sur la coordination dans la lutte contre l'incendie et d'intervention d'urgence à Phu My power center ».

3.5.3.3 Contribution au développement économique

Les activités industrielles et commerciales du groupe EDF génèrent de l'emploi local, direct ou indirect, des achats locaux et le versement de taxes qui soutiennent le développement local.

Le Programme « Grand Chantier » se poursuit. Sur les 58 opérations menées aux côtés des collectivités, 54 sont terminées et les 4 dernières engagées. Au total, cela représente actuellement près de 110 millions d'euros injectés dans l'économie, dont 1/3 pris en charge par EDF. En 2017, plusieurs opérations ont été livrées dont le Pôle santé des Pieux, le Pôle petite enfance des Pieux, l'aménagement de la cantine scolaire de Sotteville.

L'association Inter Entreprises, créée dans le cadre du Grand Chantier est un guichet unique pour les salariés déplacés. Il propose une offre d'hébergement, de restauration et de transport aux salariés. Il propose environ 700 chambres, 1 000 repas/jour et gère 5 *food trucks* sur le site.

En 2017, le renforcement de la contribution des CNPE au développement économique des territoires a été structuré autour de deux axes :

- l'accroissement de l'empreinte territoriale de chaque unité au travers du développement des achats locaux ;
- le développement du recours à des prestataires locaux en soutien de l'activité économique des territoires de proximité.

En 2017, EDF s'est ainsi efforcé, dans le cadre de sa politique industrielle générale, d'amplifier son effort en faveur de l'accompagnement économique local en insérant dans le règlement de consultation (DAPI) une clause nouvelle intitulée « Ancrage et Bure ». Au travers de cette clause, EDF incite les soumissionnaires à consulter, pour chaque prestation qu'ils envisagent de sous-traiter, et dès lors que le tissu économique local le permet, une ou plusieurs entreprises disposant d'une implantation à proximité des sites de production d'EDF. À ce titre, l'ensemble des fournisseurs d'EDF peut contribuer à la réussite du programme d'ancrage au territoire des divers sites industriels de production d'énergie.

Au travers de son programme « Une rivière, un territoire », la DPIH contribue au développement économique et social des territoires hydrauliques. D'un côté, le financement de PME dans le domaine de l'eau, de l'énergie et de l'environnement, de l'autre des actions ciblant les PME potentiellement prestataires de marchés de développement ou de maintenance du parc hydraulique. La DPIH contribue par ailleurs, du fait de sa présence dans les territoires, à la création d'emplois directs, indirects ou induits, et par le biais de redevances et fiscalité au financement des collectivités.

La démarche « chantier d'avenir » qui vise à maximiser la valeur créée pour l'exploitant comme pour le territoire, a été initiée sur des chantiers majeurs tels que La Coche. Elle contribue à renforcer le recours aux entreprises locales et à l'insertion, le cas échéant avec l'appui des agences « Une rivière, un territoire », par l'intégration de clauses adaptées et un travail continu avec les acteurs de l'emploi sur le territoire.

EDF Energy à Hinkley Point C créera 25 000 offres d'emploi sur le site pendant la construction. Il génère 200 millions de livres sterling par an à l'économie locale pour chaque année de construction pour un total de 4 milliards de livres sterling d'investissement dans l'économie régionale au cours de la durée de vie du projet.

À ce jour, 465 millions de livres sterling de contrats ont été attribués à des entreprises locales, ce qui équivaut à la création d'environ 650 emplois. Le projet espère proposer 1 000 contrats en apprentissage pendant sa durée de vie et à ce jour le projet en a créé 76. Plus 120 millions de livres sterling ont été investis dans l'ensemble de la région dont de nouvelles routes, 15 millions de livres sterling dans le domaine de l'éducation et compétences avec un programme régional d'éducation et un fonds communautaire de 20 millions de livres sterling. En 2017, le projet a lancé le programme de jeunes HPC qui soutiendra les jeunes en carrière une fois qu'ils ont terminé l'enseignement.

Pour ses plus petits travaux, EDF Luminus favorise les fournisseurs locaux.

3.5.4 CONTRIBUTION À LA LUTTE CONTRE LA PRÉCARITÉ ÉNERGÉTIQUE

La matrice de matérialité identifie la précarité énergétique parmi ses enjeux matériels (enjeu n° 32 Précarité énergétique des clients-particuliers). Cela fait référence aux dispositifs de solidarité de toute nature permettant de réduire la précarité énergétique dans les différents pays où le Groupe opère.

La précarité énergétique est un phénomène complexe qui s'intensifie dans la plupart des pays développés, notamment en Europe, autant par le nombre de ménages concernés que par la gravité des effets rencontrés. Cette question s'invite dans le champ des débats sociétaux et des politiques publiques. À l'échelle française, plus de cinq millions de ménages sont concernés. En juillet 2017, le ministre de la Transition écologique et solidaire a présenté le Plan Climat dont un des axes concerne la rénovation thermique en vue « d'éradiquer la précarité énergétique en 10 ans ». Dans ce contexte, EDF fait de sa contribution à la lutte contre la précarité énergétique un sujet majeur. Avant toute chose, le Groupe agit pour que la facture d'électricité ne constitue pas un facteur aggravant supplémentaire pour les clients les plus fragiles

Objectif de Responsabilité d'Entreprise n° 3 (ORE n° 3) : proposer à 100 % des populations fragiles de l'information et des solutions d'accompagnement en matière de consommation d'énergie et d'accès aux droits

EDF fait de la contribution à la lutte contre la précarité énergétique un de ses axes forts d'implication en matière de responsabilité d'entreprise et s'engage à proposer d'ici à 2030, à 100 % des populations fragiles de l'information et des solutions d'accompagnement en matière de consommation d'énergie et d'accès aux droits. Le groupe EDF contribue à la lutte contre la précarité énergétique en cherchant à identifier et à s'adresser au maximum de clients résidentiels fragiles. Le groupe EDF met en œuvre les dispositifs publics, accompagne ses clients fragiles dans leur accès à ces systèmes, et développe également des actions et programmes volontaires. Cette action volontariste, principalement axée sur l'information et l'accompagnement, est adaptée en fonction des contextes très diversifiés selon les pays où le Groupe opère.

En France métropolitaine, la politique solidarité d'EDF s'appuie sur trois piliers : la prévention, l'accompagnement des clients fragiles et l'aide au paiement. En 2017, EDF a défini sa politique pour les Départements d'Outre-Mer, autour d'une meilleure identification des clients concernés, d'une meilleure compréhension de leurs besoins, d'une aide à mieux consommer, d'accompagnement, et de la volonté de fédérer les acteurs utiles à l'accompagnement des clients.

EDF met en œuvre les différents textes issus de la loi de transition énergétique pour la croissance verte. EDF a ainsi contribué activement à l'expérimentation relative à la mise en place du Chèque Énergie, en 2016 et 2017, avant généralisation en 2018, sur quatre départements (Ardèche, Aveyron, Côtes d'Armor, Pas-de-Calais), ainsi qu'à l'obligation « CEE précarité » s'ajoutant au dispositif classique des CEE depuis le 1^{er} janvier 2016, pour un volume de 150 TWhc sur deux ans.

Toujours dans le domaine de l'aide au paiement, durant la trêve hivernale de l'hiver 2016-2017, une série d'appels personnalisés a été réalisée auprès de clients bénéficiant de tarifs sociaux et en situation d'impayés afin que les factures impayées ne s'accumulent pas pendant l'hiver. EDF a également renforcé les moyens d'alertes et de suivi auprès des clients fragiles lors de l'entrée dans l'hiver (mailings, SMS...).

En matière de prévention, EDF a poursuivi en 2017 son implication dans la mise en œuvre des tarifs sociaux de l'énergie (TPN et TSS⁽¹⁾), ainsi que son engagement aux côtés des collectivités territoriales et des services sociaux en vue de déployer les aides locales relatives au paiement des factures d'énergie ; par exemple avec le Fonds de Solidarité Logement (FSL), dont EDF est le premier contributeur privé à hauteur de 23 millions d'euros.

Les clients démunis bénéficient ont en effet la possibilité de demander une aide FSL (Fonds de Solidarité Logement) et bénéficient alors d'un maintien de l'énergie (gaz et électricité) dans leur logement dès l'examen de leur dossier par la Commission FSL. Ils ont aussi la possibilité de demander un chèque énergie et bénéficient alors d'une procédure de relance plus espacée en cas de difficulté de paiement et d'un maintien de la puissance souscrite pendant la période hivernale (du 1^{er} novembre au 31 mars)⁽²⁾.

(1) Tarif Première Nécessité et Tarif Spécial de Solidarité.

(2) Pour en savoir plus, voir <https://particulier.edf.fr/fr/l'accueil/contrat-et-consolofactures-et-documents/aides-sociales/aides-ponctuelles.html>.

3. INFORMATIONS ENVIRONNEMENTALES ET SOCIÉTALES – RESSOURCES HUMAINES

Agir positivement sur les territoires et renforcer le dialogue

Au titre de sa participation à des dispositifs à caractère public, EDF a renouvelé, jusqu'à fin 2018, son engagement au programme Habiter Mieux, mis en place par l'État dès 2011 et piloté par l'Agence nationale de l'habitat. À fin septembre 2016, le programme a permis d'engager la rénovation de 190 000 logements occupés par des propriétaires en situation de précarité énergétique. EDF a également renouvelé son partenariat avec la Fondation Abbé Pierre en 2017.

L'accompagnement des clients fragiles est un axe important des actions menées de la propre initiative du Groupe pour lutter contre la précarité énergétique. EDF mobilise ainsi 5 000 collaborateurs (conseillers clientèle et conseillers solidarité dédiés) pour apporter aux clients en difficulté des solutions souples et adaptées, qu'ils soient pris en charge ou non par les acteurs sociaux de référence. Des conseillers solidarité travaillent directement avec les travailleurs sociaux pour accompagner aux mieux les clients les plus fragiles.

Parmi les services mis en place, le dispositif Accompagnement Énergie, propose des solutions d'aide au paiement des factures et un accompagnement personnalisé (proposition de modes de paiement adaptés, conseils pour réaliser des économies d'énergie); la solution digitale e.équilibre permet de mieux comprendre ses consommations électriques, traduites en euros, et offre des conseils permettant de favoriser les économies d'énergie.

EDF poursuit sa démarche de partenariats pour aller au-devant des clients fragiles; c'est le cas avec l'UNCCAS (Union nationale des centres communaux d'action sociale) qui fait l'objet de déclinaisons départementales et communales, et qui vise à renforcer la relation avec les travailleurs sociaux; c'est encore le cas avec l'Union nationale des PIMMS⁽¹⁾ ou avec l'Agence nationale d'information sur le logement (ANIL). EDF poursuit également sa collaboration avec des associations caritatives comme le Secours populaire, le Secours catholique, la Croix Rouge.

En matière de recherche et développement, EDF mène depuis plus de dix ans un projet de recherche dédié à la lutte contre la précarité énergétique (« Précarité Énergétique : comprendre pour agir ») d'un montant annuel de plus d'un million d'euros. Certaines innovations sociales en sont issues comme l'atelier solidaire dans le quartier d'Empalot à Toulouse, espace où sont organisés des ateliers de maîtrise de l'énergie au cœur d'un quartier « Politique de la ville ». Dans le cadre de ses recherches, EDF travaille également sur la problématique de la fracture numérique, à l'heure où de plus en plus de solutions de prévention ou d'accompagnement utilisent des vecteurs digitaux.

De nombreuses autres initiatives sont menées sur le territoire français, comme les distributions de kits MDE et de LED, ou la mise en œuvre de programmes SLIME (Services locaux d'intervention pour la maîtrise de l'énergie) à La Réunion par EDF Systèmes énergétiques insulaires, visant à détecter et accompagner les clients en situation de précarité énergétique, coordonnés par le CLER, Réseau pour la transition énergétique.

Au Royaume-Uni, les pouvoirs publics ont installé un nouveau Comité Précarité Énergétique. EDF Energy continue d'améliorer ses solutions digitales d'accompagnement en facilitant leur accès et utilisation. Ainsi « Energy Priority services » propose un large éventail de solutions en matière d'accompagnement des clients fragiles. Cette plateforme digitale, conçue et mise en place avec l'avis de panels de clients, permet également de mieux identifier des clients; elle renforce les possibilités offertes aux clients de déclarer leurs difficultés, et facilite la recherche et la mise en place d'offres appropriées (aide au paiement, adaptation du tarif, conseil en efficacité énergétique...). EDF Energy poursuit ses différents partenariats et a lancé en 2017 un partenariat avec « MacMillan cancer charity », organisation dont 80 % des bénéficiaires requièrent des conseils en matière de gestion du budget et de paiement de factures.

EDF Energy a terminé la formation à la compréhension de la problématique précarité énergétique, au sein de tous les points de contact clients.

En Belgique, les pouvoirs publics ont mis en place de longue date des systèmes de protection et d'aide des clients vulnérables. Ainsi en Flandre, le gouvernement a lancé un nouveau plan de lutte contre la précarité énergétique essentiellement axé sur l'efficacité énergétique. EDF Luminus s'implique dans la mise en œuvre ces dispositifs publics. Par ailleurs à titre délibéré, EDF Luminus participe activement à la plateforme « Pauvreté énergétique » lancée par la Fondation Roi Baudouin.

EDF Luminus veille à alerter ses clients lorsque leur consommation est trop élevée par rapport à leur consommation habituelle, et accorde des plans de paiements adaptés.

En Italie, Edison propose le tarif public social de l'électricité « bonus social »⁽²⁾. Par ailleurs, Edison met en place un dispositif de surveillance des factures d'énergie afin d'anticiper les hausses trop importantes (sur la base d'une variation supérieure à 20 %) et propose des aménagements de paiement afin d'accompagner les clients ayant des difficultés.

3.5.5 CONTRIBUTION À L'ACCÈS À L'ÉNERGIE DANS LES PAYS EN DÉVELOPPEMENT

La matrice de matérialité identifie l'accès à l'énergie parmi ses enjeux matériels (enjeu n° 31 Accès à l'énergie dans les pays en développement). Cela fait référence à l'offre de solutions techniques et économiques (partenariats et business models innovants) permettant d'améliorer l'accès à l'électricité dans les pays en développement.

Plus d'un milliard de personnes n'ont pas accès à l'électricité dans le monde. L'accès à l'électricité est vecteur de progrès et de développement, par exemple en matière de santé, d'éducation, de sécurité. Le sujet est majeur et a été clairement réaffirmé dans le cadre des objectifs de développement durable des Nations Unies. Dans le même temps, les évolutions en matière de technologie, de coût des équipements, et de modèles économiques locaux ouvrent des possibilités nouvelles d'action et de massification. C'est pourquoi EDF, poursuivant son action dans ce domaine, a choisi de développer de nouveaux modèles d'affaires alliant son savoir-faire traditionnel aux innovations technologiques et financières.

EDF et Off Grid Electric, start-up américaine de premier plan dans la distribution d'énergie solaire en Afrique, ont conclu fin 2016 le premier partenariat opérationnel à grande échelle entre un énergéticien mondial et une entreprise de premier plan dans le domaine de l'électricité solaire hors réseaux. La société commune, ZECI, en Côte d'Ivoire, a l'ambition d'atteindre une part de marché de 20 % à horizon 2020, avec le projet d'étendre rapidement l'action du partenariat à d'autres pays de la région. Dans le cadre de cette co-entreprise ZECI, EDF et Off Grid Electric installent et assurent la maintenance de kits solaires à destination de foyers ruraux et périurbains. À fin 2017, ZECI a déjà installé 10 000 kits solaires en Côte d'Ivoire, permettant d'alimenter environ 50 000 personnes. EDF consolide ainsi son engagement pour l'accès à l'électricité en Afrique, dans la suite des actions déjà menées par ses filiales de services décentralisés.

3.5.6 SANTÉ ET SÉCURITÉ DES CONSOMMATEURS

Le mode de production bas carbone du groupe EDF agit favorablement sur la qualité de l'air, et le produit électricité offre aux consommateurs un confort qui contribue aux grands enjeux de santé publique (chaîne du froid, lumière, air intérieur, circulation intérieure, etc.). Les sites de production de l'électricité, tout comme son usage par ses clients, nécessitent toutefois de mettre en place certaines mesures de précaution. C'est la raison pour laquelle EDF déploie de longue date des dispositifs d'information et de sensibilisation en matière de santé et de sécurité, dans les domaines de la production, du réseau électrique ou des usages. Dans la période récente, EDF intensifie ses recherches et son action en matière de sécurité et de santé des consommateurs. Le groupe EDF est, par exemple, susceptible de générer des pollutions sonores en direction des riverains de ses ouvrages. Il s'agit là d'un type d'impact auquel EDF s'intéresse depuis plusieurs années, dans ses activités de production comme de construction, de chantier ou de locomotion.

EDF dispose d'un service des études médicales qui intervient en expertise sur l'ensemble des domaines d'activité du Groupe. EDF s'est doté d'une stratégie santé au sein de la direction Développement Durable pour mieux prendre en compte les enjeux sanitaires de ses activités. La recherche s'équipe des outils les plus performants, en participant par exemple à la création d'un laboratoire (4EV Lab) dont l'un des axes de recherche porte sur la qualité de vie dans les espaces urbains. Le sujet fait l'objet d'un pilotage par les Directions Opérationnelles de production et de commercialisation. En 2017, le thème Santé a été explicitement intégré dans la politique Développement Durable du groupe EDF publié le 6 mars 2017.

Quelques exemples d'actions menées en 2017 :

(1) 64 des 191 points d'accueil et structures de médiation sociale partenaires d'EDF sur le territoire métropolitain.

(2) Créé par les pouvoirs publics en janvier 2009, le « Bonus social » est un dispositif visant à soutenir les familles en difficultés, en leur garantissant des économies annuelles sur les dépenses l'électricité. Le bonus, ouvert selon des critères sociaux d'éligibilité, est valable pour douze mois, renouvelables.

- au niveau commercial pour la France, une notice de sécurité est systématiquement envoyée à tout client souscrivant une offre de gaz naturel avec EDF, quel que soit le canal de souscription de cette offre. Cette notice est également disponible sur le site edf.fr. Concernant l'électricité, des contenus informatifs sont disponibles sur le site edf.fr. Par ailleurs, EDF est membre actif de l'association PROMOTELEC qui propose aux consommateurs des conseils. La nouvelle filiale Soweef offre à ses clients particuliers l'accès à une information sur la qualité de leur air intérieur, *via* une station connectée ;
- dans le cadre du plan d'action renforcée de Dalkia sur la santé et sécurité, la charte santé-sécurité des sous-traitants a été déployée et l'évaluation sécurité des sous-traitants a été instituée. En 2017, un certain nombre d'actions (petits déjeuners sous-traitants par exemple) ont été mises en place par les entités pour mieux impliquer les sous-traitants sur ces sujets, en plus d'audits sécurité menés auprès de sous-traitants sur de gros chantiers. Dalkia déploie SERENIS, une offre dédiée aux établissements de santé qui assure la qualité et la disponibilité des énergies utiles (chauffages, climatisations, etc.) intégrant la conformité réglementaire des installations et la mise en œuvre des procédures de maîtrise des risques sanitaires ;
- EDF mène des travaux de recherche visant à évaluer l'impact des travaux d'efficacité énergétique sur la qualité de vie des occupants. EDF développe d'importantes recherches sur l'évaluation des impacts de nos installations de production sur l'homme et les écosystèmes *via* nos rejets chimiques ou radiologiques par exemple. Des procédés ou produits de substitutions sont aussi testés et évalués pour réduire les risques sanitaires des riverains mais aussi des salariés ;
- Électricité de Strasbourg met à disposition de ses clients différents types d'information relative à leur installation électrique et agit sur la prévention des risques. Sur le site Internet, sur son blog mais également par des envois spécifiques de type lettres client consacrées à l'installation électrique⁽¹⁾, ÉS met à disposition de ses clients gaz un document intitulé « Info sécurité gaz » qui reprend les principes d'usage, d'entretien et de sécurité relatifs aux installations de gaz naturel⁽²⁾ ;
- Depuis plusieurs années, Enedis diffuse des conseils de prudence aux personnes qui exercent une activité à proximité des ouvrages électriques. Cette campagne de prévention a été complètement renouvelée en 2016 et complétée en 2017. Elle s'appuie désormais sur le message : « Électricité Prudence Gardons nos distances » et délivre des conseils qui rappellent aux différents publics les différentes précautions à prendre à proximité des ouvrages. Au niveau national, Enedis développe des conventions de partenariat avec les organisations représentant les principaux publics à risque, par exemple avec la Fédération nationale de la pêche en France (FNPF) afin de sensibiliser les pêcheurs aux risques à proximité des lignes électriques et de leur donner des conseils, la Direction Générale de la sécurité civile et de la gestion des crises (DGSCGC) afin de renforcer leur coopération dans la prévention des risques liés aux interventions des sapeurs-pompiers à proximité des réseaux électriques. D'autres conventions existent avec des partenaires dans les secteurs du BTP, de l'agriculture, des loisirs aériens. Dans les régions, Enedis travaille aussi avec les associations et fédérations professionnelles en tant que relais de diffusion. Plus de 300 conventions sont en vigueur en 2017, notamment avec des organisations représentatives des activités agricoles, du BTP, des loisirs aériens, de la pêche et des sapeurs-pompiers. Enfin, Enedis participe à des manifestations nationales ou locales (salons, foires, etc.) au cours desquelles elle sensibilise les visiteurs aux risques que peuvent présenter certaines activités à proximité des ouvrages électriques. En 2017, Enedis était notamment présente au Salon international de l'agriculture et est intervenue comme chaque année dans une émission télévisée de Campagne TV ;
- Pour les clients dits à Haut Risque Vital (personnes nécessitant une assistance respiratoire au moins 20 heures par jour et enfants bénéficiant d'une alimentation parentérale), il existe une procédure spécifique d'information en cas de coupure d'électricité. Pour les cas de coupure programmée à l'avance pour travaux, le distributeur prévient individuellement les malades ou leurs représentants pour qu'ils puissent s'organiser et éviter les conséquences de la rupture de fourniture. Pour les cas de coupure non programmée, le distributeur met à disposition des malades un numéro de téléphone qui leur est spécialement réservé ainsi qu'aux organismes les représentant pour leur permettre d'appeler et de connaître la durée probable de la coupure d'électricité. Cette information est indispensable car les services de secours dont dépendent ces malades ont une durée d'autonomie limitée ;⁽³⁾
- À l'étranger, EDF Energy en Grande-Bretagne, tout comme EDF Polska, informent leurs clients des dangers potentiels de l'électricité au moyen de newsletters ou au dos des factures ; EDF Energy offre également un N° d'appel gratuit pour informer ses clients sur les pratiques de sécurité. Une action spécifique est conduite envers les clients les plus vulnérables pour promouvoir leur santé particulièrement durant la période hivernale ;
- En Italie, notre filiale Edison a acquis en mars 2017 51 % de Assistenza Casa (Group Home Serve), une entreprise impliquée dans les services innovants aux consommateurs. Cette société de plus de 50 employés possède un réseau de 1 400 artisans dans toute l'Italie pour servir environ 300 000 clients. Edison peut ainsi offrir de nouveaux services de maintenance et de réparation pour améliorer le confort domestique. Edison a construit un service d'assistance à domicile pour ses clients pour couvrir les problèmes de dysfonctionnement des appareils électriques au gaz. Ce service offre une possibilité d'appels illimités et un service de garantie ;
- Une campagne d'information a été organisée par le Service des Études Médicales (SEM) sur la question des champs magnétiques ;
- EDF Énergies Nouvelles s'assure de la conformité de ses installations avec les exigences réglementaires applicables en matière acoustique. EDF EN dispose d'une compétence interne dédiée à cette problématique au sein de la direction Ingénierie Groupe. En phase de développement, des études acoustiques sont réalisées pour chaque projet éolien à l'étude de manière à évaluer les impacts et les minimiser dès la conception. La puissance sonore des turbines fait partie des critères de sélection des machines à l'achat. Ce paramètre est pris en compte au sein des critères techniques de qualification des turbiniers. EDF Énergies Nouvelles est à l'écoute des riverains en cas de gêne constatée en phase d'exploitation ; un suivi acoustique des parcs en exploitation est mis en place pour confirmer les hypothèses des études d'impact, et prendre toutes mesures correctives appropriées. EDF EN a signé en 2017 une convention de partenariat avec le Service des études médicales du groupe EDF afin de collaborer sur les questions de santé environnementale en lien avec les parcs éoliens. À la DPN, des mesures acoustiques sont réalisées périodiquement en périphérie des centrales et les résultats sont présentés en Commission locale d'information. À la DIPDE, le logiciel TYMPAN est un outil d'ingénierie en acoustique environnementale développé par la R&D permettant de réaliser les études d'impact acoustique des installations. S'agissant de Centraco, une campagne de mesure des tonalités émergentes du site de Centraco a été réalisée en 2017 et n'a pas montré de valeurs dépassant les seuils réglementaires. À la DPIH, on note une action spécifique et innovante sur le chantier La Coche (73), situé en zone péri-urbaine. Dans le but de limiter les incidences du chantier pour les riverains, la DPIH porte une attention particulière à la maîtrise du bruit et au suivi acoustique et vibratoire du chantier ; ce suivi est réalisé en continu par un bureau d'études indépendant à l'aide de capteurs implantés sur les habitations les plus proches ; des alertes peuvent être envoyées en temps réel en cas de dépassement des seuils, définis au préalable, et dès que possible, des mesures immédiates de réduction du bruit sont engagées. Chez Dalkia, la prise en compte des nuisances sonores est intégrée localement au déploiement des activités. Cette prise en compte est pilotée dans le cadre du SMI et se manifeste également par l'utilisation de nouvelles technologies plus silencieuses telles que des revêtements muraux spéciaux, des pièges à son, des silencieux de sortie de gaz d'échappement d'installations de cogénération). Chez Citelum, ainsi que chez Électricité de Strasbourg, le déploiement de véhicules équipés de nacelle électrique permet de réaliser les interventions « moteur éteint » pendant les interventions de nuit. Des mesures sonores sont systématiquement réalisées par Edison et Norte Flu qui s'assurent en continu du respect des seuils réglementaires. À la DIAG, le référentiel d'aménagement des espaces de travail intègre un volet acoustique visant à améliorer la qualité acoustique des espaces de travail ;
- EDF agit également sur ses ouvrages hydroélectriques avec notamment en période touristique des hydro-guides : personnes présentes formées par EDF et pouvant faire de la prévention des risques au bord des rivières en corse, des affiches, des alertes dans la presse. Nos actions s'étendent à la prévention auprès des entreprises prestataires qui travaillent sur ou à proximité de nos

(1) Par exemple : <http://particuliers.es-energies.fr/particuliers/demenagement/jour-j-une-installation-electrique-conforme>.

(2) <http://particuliers.es-energies.fr/content/download/9670/60916/version/2/file/infos-securite-gaz.pdf>.

(3) Pour plus d'information, voir <https://www.service-public.fr/particuliers/vosdroits/R33396>.

3. INFORMATIONS ENVIRONNEMENTALES ET SOCIÉTALES – RESSOURCES HUMAINES

Agir positivement sur les territoires et renforcer le dialogue

ouvrages et à la prévention auprès des entreprises non prestataires travaillant à proximité des ouvrages ;

- De nombreuses actions sont conduites dans les territoires insulaires et d’Outre-Mer. En Corse, des actions d’information sur l’élagage des arbres ont été organisées dans les écoles par l’intermédiaire d’associations. Cette campagne a été renforcée en lien avec les services de l’état, vers des entreprises suite à un accident survenu en 2017. En Guyane, des interventions ont eu lieu sur les quartiers de fraudes, sur des logements « spontanés » où les installations non conformes représentent un réel danger. En Martinique, un plan de communication a été organisé autour des risques liés aux lignes électriques (plaquette, site Internet, réseaux sociaux, presse) et sur le fait de travailler à proximité des lignes pour les professionnels du BTP et de l’agriculture. À la Réunion, une brochure spécifique à l’élagage a été réalisée, information presse suite tempête tropicale. En période cyclonique, EDF rappelle systématiquement à ses clients des consignes de sécurité à respecter. Nous informons nos clients suite à des tempêtes ou cyclones pour leur conseiller de ne pas toucher à des câbles ou fil à terre.

3.5.7 ACHATS RESPONSABLES

La matrice de matérialité identifie la thématique des achats responsables parmi ses enjeux matériels (enjeu n° 34 devoir de vigilance et achats responsables). Cela fait ici référence aux relations responsables avec les fournisseurs.

3.5.7.1 Démarche d’achats responsables

La démarche d’achats responsables d’EDF est au cœur de la responsabilité sociale et environnementale du Groupe. La nouvelle Politique Achats du Groupe, signée en mars 2017, définit que les valeurs du Groupe doivent être respectées par les fournisseurs et que des obligations en matière de développement durable et responsabilité sociale (DDRS) doivent être systématiquement incluses dans les marchés, notamment via la signature d’une Charte Développement durable (établie en 2014 et mise à jour en 2016). Les contrats comportent des clauses permettant une remise en cause des relations contractuelles en cas de non-respect ou d’écart grave constatés, par exemple, lors d’un audit mené sur la base des obligations légales et des obligations DDRS. En effet, la Direction des Achats Groupe met en œuvre un programme d’évaluation des titulaires de marchés pouvant comporter des risques, repérés dans le cadre du processus de cartographie des risques liés au développement durable, via un dispositif composé, en fonction de la nature du fournisseur, d’autoévaluations et d’audits.

Par ailleurs, la Politique Achats promeut l’ancrage territorial, le soutien au développement local, en favorisant notamment la relation aux PME, ainsi que le recours aux secteurs adaptés et protégés, et aux structures d’insertion par l’activité économique.

Dans la mise en œuvre des contrats d’achat, la Direction des Achats Groupe veille notamment à la maîtrise des risques de la *supply chain* des fournisseurs, mais aussi au maintien de l’équité financière vis-à-vis des fournisseurs, au travers notamment des actions de *pricing* ou de déploiement de l’affacturage inversé collaboratif qui leur offre la possibilité de préfinancer leurs factures avant la date d’échéance contractuelle, dès l’émission du bon à payer par EDF ⁽¹⁾.

Dans le cadre de la Politique Achats Groupe signée en 2017, la Direction des Achats Groupe d’EDF assure la cohérence des actions conduites au sein des directions des Achats du Groupe (hors RTE), fixe le cadre général de la politique, et porte l’animation de la filière Achats.

La plupart des entités et filiales, telles Dalkia ou EDF Energy, mettent en place chartes développement durable et dispositifs d’évaluation DDRS.

3.5.7.2 Relations avec les fournisseurs

EDF est l’un des premiers signataires de la Charte Relations Fournisseurs Responsables créée en 2010 par le médiateur des entreprises et le conseil national des achats. En 2017, un audit de suivi a confirmé le Label « Relations Fournisseurs » délivré à EDF dès 2015 par les ministères de l’Économie et des Finances, et qui distingue les entreprises qui ont des relations durables et équilibrées avec leurs fournisseurs.

Adossée sur les valeurs éthiques du Groupe, la Direction des Achats Groupe a mis en place un code de bonne conduite des acteurs du processus de contractualisation qui combine des règles déontologiques strictes, des principes de bon sens et des recommandations de bonnes pratiques à l’usage de ses collaborateurs. Par ailleurs, une Charte Développement durable entre EDF et ses fournisseurs renforce et décline les principes de la Charte éthique Groupe dans le cadre de la relation avec ses fournisseurs. L’engagement déontologique signé par chaque acheteur rappelle les principes à respecter dans les relations avec les fournisseurs et les entreprises candidates.

En 2017, EDF a renforcé ses dispositifs de vigilance vis-à-vis de ses fournisseurs, avec la mise en place d’un engagement de conformité. La participation à tous les appels d’offres est conditionnée à la signature de cet engagement par la totalité des fournisseurs soumissionnaires. Cet engagement couvre les thématiques suivantes : la corruption, le blanchiment, le financement du terrorisme, l’absence de conflit d’intérêt. Les principales filiales intègrent dans leurs conditions générales d’achat (CGA) une clause spécifique (article 18 ou son équivalent) relative au développement durable (clause environnementale et clause sociale).

En 2017, la Direction des Achats Groupe a intensifié son action volontariste de « Partenariats Productivité » avec les fournisseurs, dans une démarche gagnant-gagnant. Les résultats sont en progression (gains 2017 de 56,8 millions d’euros, gains 2016 de près de 50 millions d’euros et gain 2015 de près de 27 millions d’euros).

Forums et rencontres de fournisseurs et prestataires sont organisés pour renforcer le dialogue, promouvoir le *sourcing* localisé et favoriser la montée en compétences d’entreprises locales. Des dispositifs spécifiques sont également mis en œuvre à ces fins, tel que « Une rivière, un territoire » en matière d’accompagnement des territoires et prestataires dans l’environnement d’ouvrages de production hydro-électrique. La Direction des Achats Groupe organise également des journées fournisseurs, autour d’une thématique dédiée (intelligence artificielle en octobre, suivi des fabrications et des risques associés, et prestations intellectuelles en novembre 2017, enfin, en collaboration avec R&D, organisation du 4^e Forum « PME et Innovation ».

Des baromètres prestataires sont mis en place par différentes entités du Groupe pour évaluer le niveau de satisfaction des prestataires dans leur relation avec EDF.

3.5.7.3 Évaluation des fournisseurs

Le respect des engagements environnementaux et sociétaux des fournisseurs et de leurs sous-traitants est principalement contrôlé par un dispositif priorisant les évaluations selon une cartographie des risques développement durable – Responsabilité sociale couvrant les 253 segments d’achats d’EDF ⁽²⁾. Cette cartographie a été établie, en tenant compte des critères suivants : sociétal (impact de la quantité de la main-d’œuvre (MO), impact de la qualification de la MO, impact de délocalisation de la MO) ; environnemental (risque dans l’élaboration et dans l’utilisation du produit ou service, risque de non-recyclage) ; économique (risque de corruption). Une fois la cotation réalisée, ces segments sont classés selon quatre catégories de risques (16 segments à risques majeurs, 33 segments à risques forts, 149 segments à risques moyens, 55 segments à risques faibles). À fin 2017, moins de 500 fournisseurs appartiennent aux catégories des risques majeurs (1/3) et forts (2/3).

La Direction des Achats Groupe utilise, pour adresser ces questionnaires, la plate-forme internet d’évaluation et de dialogue Acesa de l’AFNOR. Cet outil permet aux acheteurs et aux fournisseurs de partager une démarche de progrès continue en matière de responsabilité sociale.

De plus, à l’occasion de consultations, EDF peut utiliser ces évaluations RSE comme critère d’aptitude ou comme critère d’attribution.

En 2017, la Direction des Achats Groupe d’EDF a réalisé 224 nouvelles évaluations « Développement Durable – Responsabilité Sociale » réparties en 173 questionnaires et 51 audits, sur la base de la cartographie des risques RSE de la segmentation des achats.

À fin 2017, près de 1 500 fournisseurs ont été questionnés dont plus de 730 évalués et contrôlés. L’objectif est d’adresser un questionnaire à tous les fournisseurs ayant un marché de montant supérieur à 400 000 euros, avec un niveau de risque majeur ou fort.

(1) EDF fait ainsi bénéficier ses fournisseurs d’un taux d’intérêt basé sur son propre risque financier et sur sa qualité de signature.

(2) Enedis ayant internalisé l’ensemble de ses achats au cours de l’année 2017, la cartographie de la Direction des Achats Groupe comporte 253 en 2017 segments contre 265 en 2016.

Les évaluations réalisées se sont avérées « satisfaisantes » ou « acceptables avec commentaires » dans plus de 80 % des cas pour les audits et dans près de 40 % des évaluations.

Les audits RSE ont permis de détecter principalement des écarts sur les points suivants : absence de tri des déchets, y compris sur des sites fournisseurs situés en France ; irrégularités dans le suivi des accidents du travail, non-respect des temps de travail et absence de suivi des cotisations sociales (fournisseurs situés en Chine principalement) ; absence de mesures pour réduire les écarts salariaux homme/femme ; absence d'identification en amont des enjeux RSE (sociaux, sociétaux, environnementaux, éthique, santé et sécurité).

Par ailleurs, ces audits ont permis de détecter de bonnes pratiques et tendances : transmission, par le fournisseur titulaire, de la Charte DD d'EDF à ses propres fournisseurs et sous-traitants ; engagement et mise en œuvre de démarches de suivi et d'évaluation de leurs fournisseurs, même si les critères RSE sont encore trop peu développés. Dans ce contexte, à titre d'exemple, HPE, fournisseurs d'ordinateurs, est membre de l'organisation RBA (Responsible Business Alliance), qui s'engage à soutenir les droits des travailleurs et des communautés à travers le monde touchés par la chaîne d'approvisionnement mondiale de l'électronique.

Les fournisseurs concernés par des évaluations « non satisfaisantes » ou « insuffisantes » ont transmis à EDF un plan d'actions d'amélioration. En cas d'écart majeur environnemental ou social, ils l'ont corrigé dans les délais les plus brefs. Pour les fournisseurs des segments à risques majeurs, les résultats des audits considérés comme « non satisfaisant » ou « insuffisant » peuvent conduire à la rupture contractuelle.

Les *scorings* RSE fournisseurs réalisés démontrent la nécessité de mise en place de larges plans de sensibilisation fournisseurs afin de les faire monter en compétence sur le périmètre de la RSE. Les résultats des audits RSE révèlent les principaux points forts sur les sujets suivants : mise en place d'un SME formalisé (avec certification), de politiques HSE ; volet santé/sécurité des travailleurs, notamment sur la prévention des accidents ; veille réglementaire ; mise en place d'actions en faveur du handicap ; formation des salariés (techniques et RSE).

Dans les sociétés du Groupe n'utilisant pas la plate-forme Acesia, diverses modalités d'évaluation sont mises en œuvre. Ainsi Dalkia évalue périodiquement des fournisseurs sur la base d'une grille d'évaluation incluant la thématique du développement durable. Les résultats sont partagés avec les fournisseurs et des actions d'amélioration, ou des audits, sont mis en œuvre si nécessaire. Edison recourt à une plateforme d'autoévaluation, articulée notamment autour des dix principes du Global Compact, et partagée avec d'autres entreprises.

3.5.7.4 Chaîne d'approvisionnement de l'uranium et du charbon

S'agissant du charbon, EDF est membre fondateur de Bettercoal, initiative lancée en 2011 qui réunit des énergéticiens, des institutions portuaires et des terminaux de charbon. Il s'agit d'un dispositif qui vise à faire progresser la responsabilité sociale des entreprises dans la chaîne d'approvisionnement du charbon, tout particulièrement au niveau des sites miniers, et à s'assurer que les droits fondamentaux (droits de l'homme, conditions de travail, vie des travailleurs et des communautés, protection de l'environnement...) sont respectés. La démarche opérationnelle s'articule autour d'un référentiel établissant dix principes sociaux, environnementaux, et éthiques, socle d'autoévaluations et d'audits de fournisseurs. Les résultats d'audits sont partagés entre membres, en respectant les principes anti-trust.

Le site bettercoal.org publie, outre ses rapports annuels, de nombreuses informations mises à jour sur le déroulement de la démarche, notamment la liste des compagnies et sites miniers ayant réalisé des autoévaluations ou ayant été audités, ainsi que la liste des organismes d'audit habilités par bettercoal. Dans la même logique de diffusion de l'information, les procès-verbaux des réunions du Comité consultatif et technique de bettercoal, sont diffusés, ainsi que la composition de ce Comité, dont les membres sont issus d'ONG, de fédération syndicale internationale, de compagnies minières et de compagnies énergétiques. Ce Comité consultatif et technique s'est réuni trois fois en 2017.

S'agissant de l'uranium, voir section 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés - L'amont du cycle ».

3.5.8 ACTIONS DE FORMATION ET SENSIBILISATION AU DÉVELOPPEMENT DURABLE

3.5.8.1 En direction des salariés

À l'échelle du Groupe, les formations développement durable sont pour l'essentiel liées aux aspects environnementaux de chaque activité. Elles visent à développer les connaissances, les compétences et l'expertise des salariés au regard des exigences réglementaires et normatives, pour permettre de limiter les impacts environnementaux et sanitaires des installations et des activités. À cette fin, des formations « environnement » spécifiques sont intégrées dans les cursus de formation « métier » et dans les parcours d'intégration des salariés. Des actions spécifiques de sensibilisation à la protection de l'environnement sont également déployées sur les sites en direction des prestataires et des sous-traitants.

À la Direction Commerce et au sein des filiales (Dalkia, Citelum...), fédérées au sein d'une Académie des Services énergétiques Groupe depuis 2016, ces formations portent principalement sur l'efficacité énergétique.

Au périmètre d'EDF SA, 3 262 salariés ont suivi des formations du domaine « environnement » soit un total de 31 391 heures de formation.

Pour constituer un « socle commun » de connaissances sur le développement durable, des formations accessibles à tous ont été intégrées à « l'Académie pour tous », créée en mars 2017 pour développer les compétences non directement liées à l'exercice d'un métier. En présentiel ou à distance, ces formations portent sur les thèmes droits de l'Homme, santé-environnement, préservation de la biodiversité, prévention et gestion des déchets, management de l'environnement, énergies renouvelables...

Au chapitre « développement durable », les « Orientations de formation d'entreprise » formulées pour trois ans au périmètre EDF SA, ont plus particulièrement ciblé deux domaines de connaissances et de compétences : la concertation avec les parties prenantes et la prise en compte de la biodiversité dans les activités et les projets. Sur ces domaines, la montée en compétences collective et transverse a été organisée pour répondre aux Objectifs de Responsabilité d'Entreprise et aux dernières évolutions réglementaires. Ces formations sont destinées aux managers, chefs de projet et tous les personnels concernés notamment par la concertation avec les parties prenantes et par la préservation de la biodiversité.

En France, le catalogue « Formation et sensibilisation au développement durable » à destination des managers et salariés, accessible sur les communautés développement durable et Académies des métiers, regroupe les formations aux thématiques transverses à toutes les directions et filiales. Parmi celles-ci, la formation au nouvel outil de veille réglementaire environnementale et l'*e-learning* « La norme ISO 14001 et son évolution », conçus en 2016, ont été déployés dans toutes les directions en 2017. De son côté, la formation « Achats responsables » a été actualisée pour intégrer les évolutions réglementaires et normatives. Elle s'adresse désormais à tous les acteurs du processus achat de toutes les directions et filiales. Une formation analogue a été développée chez EDF ENERGY.

Au Royaume-Uni, un nouvel *e-learning* permet une mise à niveau des nouveaux arrivants et des salariés sur le développement durable. Il explicite les bénéfices que le développement durable peut apporter à EDF ENERGY en prenant en compte toutes les orientations du « *Better Plan* ».

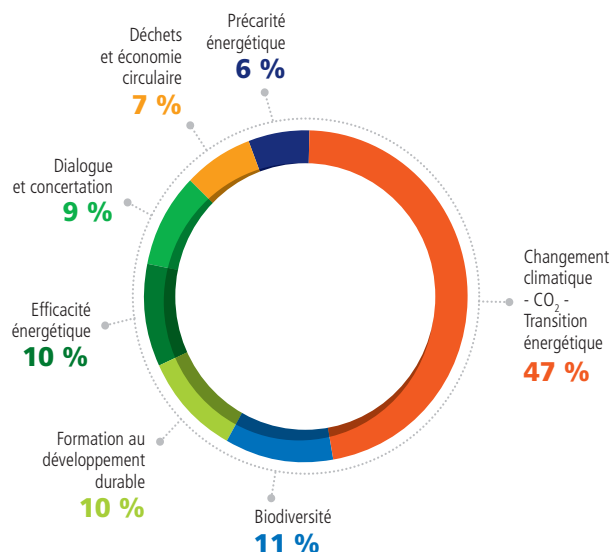
La sensibilisation des salariés a également été effectuée au travers d'actions de communication, concentrées sur les six Objectifs de Responsabilité d'Entreprise (ORE) du Groupe. Ils ont fait l'objet d'une communication auprès des managers et salariés du Groupe *via* des supports tels que les magazines Vivre EDF le Mag, Vivre EDF Group News, le réseau intranet Vivre EDF On-Line, et par le biais de la communauté développement durable.

Cette communauté développement durable a pour objectif, depuis cinq ans, d'informer, de sensibiliser et d'échanger avec les salariés sur les thématiques clés liées à CAP 2030, aux ORE, et à tous sujets en lien avec le développement durable. Accessible à l'ensemble des salariés du Groupe, la communauté DD enregistre depuis son ouverture près de 1 000 articles textes/vidéos publiés, 235 000 visites, 524 000 pages vues, pour une durée moyenne de lecture par visiteur de l'ordre de 5 minutes. Pour relayer l'actualité liée au développement durable, des métiers et directions du Groupe, mais également l'actualité externe sur le sujet, un push mail est adressé chaque semaine à plus de 2 500 salariés du Groupe ayant demandé à recevoir cette lettre hebdomadaire.

3. INFORMATIONS ENVIRONNEMENTALES ET SOCIÉTALES – RESSOURCES HUMAINES

Agir positivement sur les territoires et renforcer le dialogue

→ Thématiques abordées dans la communauté DD en 2017



Les sujets abordés sont « externes » (le Plan Climat Énergie 2017 du gouvernement, la loi de transition énergétique, ou encore la COP 23 à Bonn...), ou « internes » (les nouvelles « solutions pour le climat » développées par le groupe EDF pour lutter contre le changement climatique, la mise en avant des supports Groupe : documents « Performance », zoom sur les émissions de CO₂ du Groupe...)

La communauté permet également de relayer des événements auxquels les métiers et sociétés du Groupe prennent part chaque année.

Par exemple :

- la Fête de la nature : EDF est partenaire de cette manifestation depuis plus de dix ans. Par son intermédiaire, l'entreprise renforce la sensibilisation des salariés aux enjeux de la biodiversité. En 2017, de nombreux sites et métiers d'EDF ont pris part à cet événement. (voir section 3.5.8.2 « En direction des publics externes ») ;
- la SERD – Semaine européenne de réduction des déchets animée en France par l'ADEME. En 2017, une trentaine de manifestations à destination des salariés et des prestataires a été organisée par les directions et métiers du Groupe afin de les sensibiliser aux éco-gestes pour mieux gérer les déchets, les amener à limiter leur production, les réemployer voire les recycler ;
- les sociétés et métiers du Groupe ont renforcé la sensibilisation de leurs équipes sur la thématique « déchets » : Tiru a signé un partenariat avec l'association Run Eco Team pour sensibiliser les salariés à produire moins de déchets et à valoriser ceux produits ; chez Luminus, les managers ont mis à profit les réunions d'équipe pour aborder des sujets ayant trait aux questions sociales et environnementales (ex : « les 12 bonnes habitudes à prendre pour éviter le gaspillage » ; « pour un meilleur environnement, comment trier ses déchets ») ; la R&D d'EDF a organisé des ateliers pour apprendre à réduire les déchets et les valoriser ; la Direction du Parc Nucléaire et Thermique d'EDF a développé et déployé auprès de ses salariés et prestataires des outils pédagogiques sur les déchets, a organisé des ateliers sur l'économie circulaire et les a sensibilisés aux impacts environnementaux et aux déchets de chantiers.

Mesure des effets des actions de formation et de sensibilisation

Les effets des actions de formation et de sensibilisation en matière de développement durable sont mesurés annuellement par un baromètre interne auprès de plus de 3 000 salariés d'EDF et Enedis. Depuis 2014, neuf salariés sur dix se déclarent concernés par le développement durable ; à noter pour 2017 une bonne progression de 4 points du pourcentage des « très » concernés qui s'établit à 41 %. Les résultats du baromètre prolongent des tendances de fond observées depuis 2010 : une préoccupation de plus en plus fréquente des salariés à l'égard du changement climatique, jugé même « très préoccupant » par 65 % d'entre eux en 2017 (45 % en 2010), et de plus en plus identifié comme la conséquence de

l'activité humaine (à 77 %, versus 73 % l'an dernier). 85 % des salariés pensent aussi qu'il est possible de lutter contre le changement climatique (+ 4 points). La quasi-totalité se déclare favorable à l'utilisation des renouvelables (de 88 % pour l'éolien à 96 % pour l'hydraulique), mais également au nucléaire (79 %). Enfin, ils se déclarent très majoritairement hostiles aux autres énergies fossiles : 79 % contre l'utilisation du pétrole, 83 % contre le gaz de schiste et 90 % contre le charbon. Pour la quasi-totalité des salariés interrogés (96 %), les entreprises fournisseuses d'énergie ont un rôle à jouer dans la protection de l'environnement. Par ailleurs, ils sont 85 % à attendre d'elles qu'elles favorisent les économies d'énergie. 65 % déclarent avoir déjà entendu d'engagement de responsabilité d'entreprise dans le cadre de leur travail et 66 % d'efficacité énergétique. Marge de progression : la notion la moins souvent rencontrée par les salariés est l'économie circulaire (20 %).

EDF intègre au sein des dispositifs de rémunération variable trois critères de responsabilité d'entreprise dans le calcul de l'intéressement des salariés, participant à hauteur de 40 % à l'intéressement global. Pour la période 2017-2019, les critères retenus sont les suivants :

- un critère social portant sur la participation à des actions de formation en *e-learning* sur la sécurité et la santé, pour 20 % de l'intéressement global (objectif de 3 500 *e-learning* en 2017) ;
- deux critères « Développement Durable et Numérique » portant l'un sur la baisse des impressions réalisées sur les imprimantes connectées au réseau (objectif de baisse de 15 % en 2017), et l'autre sur l'augmentation de l'utilisation des moyens de connexion à distance, venant en substitution des moyens de connexion physique (objectif de hausse de 20 % en 2017), portant chacun sur 10 % de l'intéressement global.

3.5.8.2 En direction des publics externes

Les questions liées à l'énergie, aux enjeux environnementaux ou du développement durable, sont souvent mal connues des différentes parties prenantes externes des entreprises. Cela peut parfois conduire à un dialogue moins fluide, à la formation de perceptions a priori, ou même, pour EDF, à entretenir des pratiques inadéquates dans la manière de consommer l'électricité. C'est la raison pour laquelle le Groupe contribue à l'information et la sensibilisation dans ces domaines, et porte notamment une attention soutenue en direction des publics jeunes.

En lien avec CAP 2030, le Groupe priorise depuis deux ans ses actions de sensibilisation des publics externes sur sa responsabilité d'entreprise et sur les six thèmes portés par ses Objectifs de Responsabilité d'Entreprise : lutte contre le changement climatique, développement humain, efficacité énergétique, précarité énergétique, dialogue et concertation, biodiversité. Ces six thèmes ont été intégrés au Plan stratégique de communication pour les années 2018 – 2020.

Changement climatique et opérations de proximité

Une campagne d'information par la preuve sur les enjeux du changement climatique et les solutions mises en œuvre par EDF et ses filiales pour décarboner l'économie a été poursuivie en 2017 sur internet et relayée sur les réseaux sociaux (comptes Facebook et Twitter EDF, réseaux d'influenceurs spécialisés sur le développement durable, etc.). Au-delà de la sensibilisation sur les enjeux mêmes du changement climatique, ont été mises en ligne plus de 60 « Solutions du groupe EDF pour le climat » qui expliquent de façon concrète et pédagogique comment le Groupe réduit ses propres émissions de CO₂, accélère le développement des énergies renouvelables, aide ses clients à consommer mieux et moins, et accompagne la transition énergétique des villes et des territoires.

Cette opération s'est accompagnée, en France, de la poursuite d'un cycle de « Rencontres Climat Énergie » engagé à l'occasion de la COP 21, où des experts nationaux et internationaux viennent partager auprès de publics très ciblés (grandes entreprises, collectivités locales, représentants d'administration...) leur approche des enjeux climatiques et de la transition énergétique. Trois conférences ont été organisées sur les thèmes « Transition énergétique, du pourquoi au comment ? », « Économie circulaire et changement climatique : des obligations de résultat », « Le nouveau Plan Climat de Paris : comment bâtir une ville juste, résiliente et neutre en carbone ? ». Chaque conférence est précédée d'une rencontre avec des e-influenceurs spécialisés dans ces domaines, pour démultiplier le poids de cette action.

Enfin, le cœur de la communication publicitaire grand public d'EDF a porté en France sur l'enjeu climatique et la relation entre le choix d'un mix appuyé majoritairement sur le nucléaire et les énergies renouvelables et une production à 97 % sans émissions de CO₂.

En prise directe avec les parties prenantes de l'entreprise, les sites de production ont poursuivi leurs actions de proximité. L'édition 2017 des « Journées de l'industrie électrique », créées en 2011, a connu une affluence record (20 000 visiteurs) et permis de sensibiliser le grand public aux enjeux de la décarbonation des mix énergétiques. Des opérations similaires ont été mises en place par Dalkia et ses filiales lors de la Semaine française du développement durable.

La mesure de l'efficacité globale de ces actions conduit aux résultats suivants : à fin 2017⁽¹⁾, 44 % des Français estiment qu'EDF développe les énergies nouvelles (éolien, photovoltaïque, biomasse...); 24 % pensent qu'EDF produit de l'énergie avec peu d'émissions de CO₂ associées ; pour 32 %, en France l'entreprise agit en faveur de la transition écologique et propose des solutions énergétiques nouvelles.

EDF a maintenu son partenariat avec la Fête de la nature et accompagné la 11^e édition de cette opération nationale soutenue par le ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer⁽²⁾, qui sensibilise sur cinq jours plus de 570 000 personnes aux enjeux de la biodiversité. Cette année, 35 sites d'EDF y ont participé, avec une mobilisation notable de la Corse, de la Réunion, de la Guadeloupe et de la Martinique, lieux importants de la biodiversité française. L'ensemble des sites a présenté 91 manifestations (expositions, conférences, parcours nature, etc.) sur la thématique « les super-pouvoirs de la nature » et accueilli quelque 4 700 visiteurs.

Une centaine de sites nucléaires, thermiques et hydrauliques français a également maintenu l'ouverture des installations industrielles aux publics riverains et scolaires : 400 000 visites en 2017, intégrant systématiquement une conférence pédagogique sur leur fonctionnement et leurs impacts économiques et environnementaux.

Dans les départements et territoires d'Outre-Mer, les unités régionales ont priorisé leurs actions sur la précarité énergétique et organisé des colloques sur ce thème avec les acteurs territoriaux de la solidarité. Au Royaume-Uni, EDF Energy a lancé en avril son *Better Plan for a sustainable and responsible energy business*. Adossé à CAP 2030, ce programme, construit avec les parties prenantes de l'entreprise, repose sur trois piliers : la décarbonation de l'électricité (*Better Energy*) ; l'efficacité énergétique et la prise en compte de la précarité énergétique (*Better Experience*) ; le développement humain (*Better Lives*). En Italie, Edison a concentré ses actions de sensibilisation sur des débats publics consacrés au développement durable et aux enjeux de la responsabilité d'entreprise, à l'instar du CSR and Social Innovation Annual Event (5 000 personnes sur deux jours), du Women G7 (thème de l'inclusion), ou des ateliers organisés tout au long de l'année par le réseau du Global Compact, très actif dans le pays.

La sensibilisation des jeunes publics aux enjeux de l'électricité et du développement durable est un axe stratégique mené de longue date. Dans le cadre d'un partenariat signé en 2002 avec le ministère de l'Éducation nationale, EDF propose des conférences gratuites sur l'énergie, l'électricité et le développement durable, pour les classes allant du primaire à la terminale. En lien avec les programmes scolaires, elles sont animées par un prestataire spécialisé en pédagogie. En 2017, plus de 102 000 élèves ont bénéficié de ces conférences. L'entreprise met également des ressources pédagogiques à la disposition des jeunes et des enseignants, sur son site internet edf.fr/energie-a-z (plus de 800 000 visiteurs uniques). Dans les départements et collectivités d'Outre-Mer, EDF a renforcé le partenariat engagé en 2016 avec les rectorats et des associations de pédagogues sur le programme « Watty à l'école ». Des salariés de l'entreprise interviennent dans les collèges pour sensibiliser les enfants aux économies d'eau et d'énergie.

Sensibilisation des clients aux économies d'énergie

Avec plus de 27 millions de clients en France, EDF est un acteur important de la sensibilisation à la maîtrise de demande énergétique. L'entreprise a développé e.kilob, un outil digital accessible sur le site internet edf.fr pour aider ses clients à analyser facilement leur consommation d'électricité et de gaz, et ainsi à mieux la maîtriser. Depuis leur ordinateur ou leur tablette, ils visualisent en euros et en kWh les consommations de leurs équipements par type d'usages (chauffage, eau chaude, électroménager, etc.) et bénéficient de conseils et d'écogestes personnalisés pour adopter des comportements moins énergivores. Cette solution est désormais disponible pour près de 12 millions de clients. Courant 2016, une nouvelle fonctionnalité permet aux clients équipés du compteur Linky de se fixer un objectif annuel de consommation. En parallèle, 28 millions d'e-mails aidant les clients à mieux comprendre leurs consommations ont été envoyés dans l'année.

En Alsace, le groupe ES a lui aussi déployé un outil en ligne de suivi et d'analyse des consommations électriques (j-agis-sur-ma-facture.fr), par lequel l'entreprise délivre des conseils pour réaliser des économies d'énergie.

3.5.9 MÉCÉNAT

Depuis près de 30 ans, au travers de son mécénat, le groupe EDF a marqué son engagement en faveur des actions portées par la société civile⁽³⁾. Avec 43 % des salariés du Groupe engagés à titre personnel aux côtés des acteurs associatifs sur l'ensemble du territoire (selon une enquête interne), la Fondation d'entreprise exprime un attachement fort aux valeurs du Groupe que sont la solidarité, le respect et la responsabilité. Ainsi, chaque année, la Fondation accompagne près de 150 porteurs d'innovation sociale.

Depuis le 1^{er} janvier 2016, la Fondation d'entreprise groupe EDF procède d'une démarche commune de plusieurs entités du Groupe, dont EDF SA, EDF Énergies Nouvelles et Dalkia, représentées à son Conseil d'administration dans une logique de mécénat de Groupe.

Dotée d'un budget de 40 millions d'euros sur quatre ans, la Fondation groupe EDF fait de la solidarité et du progrès les priorités de son action. Elle s'appuie sur l'engagement et l'excellence des savoir-faire des salariés pour accompagner les projets qu'elle soutient. Elle anime un espace culturel qui propose gratuitement un cycle d'expositions et de rencontres. Ainsi, en 2017, l'exposition « Game, le jeu vidéo à travers le temps » a accueilli 117 492 visiteurs.

La Fondation groupe EDF est un partenaire historique du Téléthon ; elle finance des projets de recherche sur les maladies génétiques neuromusculaires rares ; des centaines de salariés se mobilisent au travers du mécanisme de dons d'heures ou dans l'organisation d'actions locales (manifestations, tours cyclistes...). La Fondation accompagne le déploiement du réseau des Écoles de la 2^e chance qui favorise l'insertion professionnelle et citoyenne des jeunes sans diplôme ; elle a organisé un Hackathon au profit de ce partenaire pour le faire bénéficier de solutions numériques innovantes.

La Fondation contribue également à l'économie sociale et solidaire au travers du fonds Agir pour l'emploi dans le cadre d'un dispositif d'abondement original des dons réalisés par 13 000 salariés du Groupe. De nombreux instituts de recherche médicale sont également soutenus : le fonds de dotation de l'Institut Paoli-Calmettes, par exemple, en vue du développement de nanotechnologies pour l'étude et la prise en charge des formes graves des cancers du sein, ou encore l'Institut du cerveau et de la moelle épinière pour la production de modèles algorithmiques permettant de ralentir l'évolution de la maladie de Parkinson. Des actions de sensibilisation des plus jeunes aux matières scientifiques sont aussi développées, au travers de programmes tels Sciences ouvertes et Fermat Sciences.

La Fondation porte enfin une attention particulière au progrès numérique, afin de lutter contre les fractures d'usages dans un esprit d'e-inclusion. Il s'agit ainsi de mettre en place un progiciel de gestion intégré pour renforcer la chaîne du don de produits invendus grâce au partenariat avec ADN Connect, ou encore de construire des dispositifs numériques permettant aux jeunes de développer un regard construit et citoyen sur les pratiques actuelles des images et des médias avec l'association Le Bal.

Depuis 2010, au travers des Trophées des associations, la Fondation récompense chaque année 50 actions exemplaires en faveur des jeunes portées par des petites associations. Depuis trois ans, elle a mis en place un appel à projets destiné à des salariés engagés dans des associations ; cette initiative, qui connaît un succès croissant, a permis de mettre en place un réseau de plus de 500 salariés identifiés dans des structures d'intérêt général. Pour les salariés qui souhaitent expérimenter l'engagement associatif, la Fondation facilite l'organisation d'actions « Pro Bono » destinées à aider des associations à développer leurs projets grâce à l'apport de compétences professionnelles (30 participants en 2017). Progressivement, elle s'efforce de concilier, au travers des divers partenariats qu'elle établit, le soutien à des causes d'intérêt général et l'engagement de ses collaborateurs ; c'est le cas dans le domaine de l'éducation et de l'insertion avec Énergie Jeunes ou Télémaque, et dans le domaine du handicap avec Jaccède ou l'AFM Téléthon.

Au plan international, la Fondation soutient des projets d'associations pour lesquels l'électricité est un vecteur d'accès à l'eau, à la santé, à l'éducation ou au développement, par un apport combiné de financement et de compétences techniques ; en 2017, elle a ainsi soutenu une quarantaine de projets donnant lieu à

(1) Étude L. Millward Brown – octobre 2017.

(2) Aujourd'hui ministère de la Transition écologique et solidaire.

(3) <http://fondation.edf.com>.

3. INFORMATIONS ENVIRONNEMENTALES ET SOCIÉTALES – RESSOURCES HUMAINES

Porter une attention particulière à nos collaborateurs et réussir nos transformations internes

61 missions techniques réalisées par 38 salariés dans 16 pays différents. Par ailleurs, elle soutient l'engagement bénévole de salariés engagés dans des associations de solidarité internationale par le biais de congés solidaires : 30 salariés ont ainsi bénéficié d'un tel soutien en 2017.

En Grande-Bretagne, EDF Energy axe sa politique de mécénat sur le développement durable et le soutien aux communautés locales. EDF Energy accorde à ses employés deux jours par an pour mener des actions de volontariat au sein de leurs communautés locales, en soutien aux écoles et aux organisations caritatives ou à but non lucratif. Par ailleurs, ses employés sont encouragés à lever des fonds pour le grand partenaire caritatif de l'entreprise, Breast Cancer Now, dont le but est de

contribuer à la recherche sur le cancer du sein, mais aussi à la sensibilisation des salariés et de leurs familles, à la prévention de la maladie, et au soutien apporté aux salariés qui en sont victimes.

En Italie, les activités de mécénat d'Edison s'inscrivent dans une stratégie de responsabilité d'entreprise et impliquent les salariés dans des missions de bénévolat. Edison a ainsi choisi de s'adresser en particulier aux jeunes générations pour promouvoir la culture du développement durable, à travers les écoles, grâce aux projets avec d'importantes associations environnementales, le monde de la musique et du cinéma.

3.6 PORTER UNE ATTENTION PARTICULIÈRE À NOS COLLABORATEURS ET RÉUSSIR NOS TRANSFORMATIONS INTERNES

Dans un environnement en pleine évolution, la dimension humaine est plus que jamais au cœur du projet stratégique d'EDF, un élément clé de la performance du Groupe.

Pour faire face à ses enjeux industriels, EDF se doit de rester un employeur socialement responsable et engagé, référent en termes de professionnalisme et d'implication de ses salariés, en développant leurs compétences et la diversité de leurs profils. Le Groupe cherche également à être exemplaire en matière d'innovation sociale en impulsant une démarche participative et en facilitant l'échange de bonnes pratiques, afin d'instaurer une performance durable.

La Direction des Ressources Humaines a choisi de valoriser trois axes reflétant plus particulièrement son engagement responsable : la santé sécurité, l'égalité femmes hommes, et l'ascenseur social. Ces trois thèmes composant l'objectif de Responsabilité d'Entreprise « développement Humain » seront détaillés dans les chapitres s'y référant.

Partout où le Groupe opère, la santé et la sécurité de ses salariés comme celles de ses sous-traitants sont une priorité absolue. En France comme à l'international, EDF, groupe intégré, agit dans le respect de ses valeurs, en exigeant de tout son corps social intégrité et respect des droits fondamentaux.

L'« Ambition Humaine », adossée à la stratégie CAP 2030 du Groupe repose sur cinq piliers détaillés en actions concrètes :

- développer une culture du numérique et de nouveaux modes de travail ;
- responsabiliser et simplifier les modalités de travail ;
- développer et adapter les compétences ;
- transformer le modèle de reconnaissance ;
- être une référence en santé et sécurité.

3.6.1 L'EXCELLENCE PROFESSIONNELLE, EMPLOI ET DÉVELOPPEMENT DES COMPÉTENCES

3.6.1.1 Les effectifs Groupe en 2017

Les effectifs consolidés du groupe EDF s'élevaient à 152 033 ⁽¹⁾ personnes au 31 décembre 2017 dont 66 789 pour EDF SA et 38 888 pour Enedis et 46 356 pour les autres filiales et participations du Groupe qui sont retenues dans le périmètre de consolidation.

Ces effectifs sont en augmentation par rapport à fin 2016 (+ 0,7 %) dans un contexte de transition énergétique, d'évolutions technologiques et, en France, de pression concurrentielle accrue liée à la libéralisation des marchés.

Effectifs du Groupe en France

Au périmètre France, les sociétés du Groupe totalisent près de 130 000 salariés. Si au global cet effectif est stable par rapport à 2016 (+ 176 salariés), le Groupe présente à la fois des entités en croissance (notamment + 12 % pour EDF Énergies Nouvelles, + 20 % pour Dalkia, + 10 % pour SOCODEI) et d'autres qui doivent ajuster leurs effectifs à une charge d'activité en baisse, notamment EDF SA.

EDF SA poursuit ainsi la transformation engagée pour réussir ses projets stratégiques (Grand Carénage, EPR Flamanville...) et l'accord d'entreprise signé fin 2016, relatif à l'adaptation, la transmission et au développement des compétences y contribue. Après une période 2008-2014 marquée par une augmentation continue des effectifs et du volume d'embauches (plus de 6 700 emplois créés et 23 000 embauches réalisées) afin d'anticiper les départs massifs en retraite et le renforcement des compétences, la période 2015-2017 connaît une inversion de tendance avec, pour l'année 2017, une décroissance des effectifs CDI de 3 %. Cette évolution résulte de la fermeture des sites de production thermique à flamme, de l'adaptation du modèle de l'activité commerciale et des efforts de productivité engagés en termes de simplification et de digitalisation des processus.

(1) Ce chiffre n'intègre pas les effectifs (2 265) des filiales de l'Europe de l'Est cédées en 2017 ni ceux d'AREVA NP (environ 14 000) devenue Framatome depuis son acquisition le 13 décembre 2017.

INFORMATIONS ENVIRONNEMENTALES ET SOCIÉTALES – RESSOURCES HUMAINES

Porter une attention particulière à nos collaborateurs et réussir nos transformations internes

Le tableau ci-dessous indique la répartition des effectifs au 31 décembre du Groupe en France au cours des trois derniers exercices :

	2017	2016	2015
EDF SA	66 789	68 464	71 580
<i>Dont Production et Ingénierie</i>	40 302	40 843	41 789
<i>Dont Commerce</i>	8 880	9 667	10 860
<i>Dont Fonctions centrales</i>	10 306	10 801	11 450
<i>Dont Systèmes Énergétiques Insulaires</i>	3 013	2 986	2 985
<i>Dont CDI et CDD non statutaires</i>	4 288	4 167	4 496
Filiales France :	63 092	61 239	61 826
<i>Dont Enedis (ancien ERDF)</i>	38 888	38 742	39 030
<i>Dont Dalkia et Tiru</i>	15 456	14 061	14 050
<i>Dont EDF Énergies Nouvelles</i>	3 482	3 108	3 029
<i>Dont Électricité de Strasbourg, SOCODEI, CHAM, EDF PEI, G2S (à compter de 2016), Citelum</i>	5 266	5 328	5 717
TOTAL FRANCE	129 881	129 703	133 406

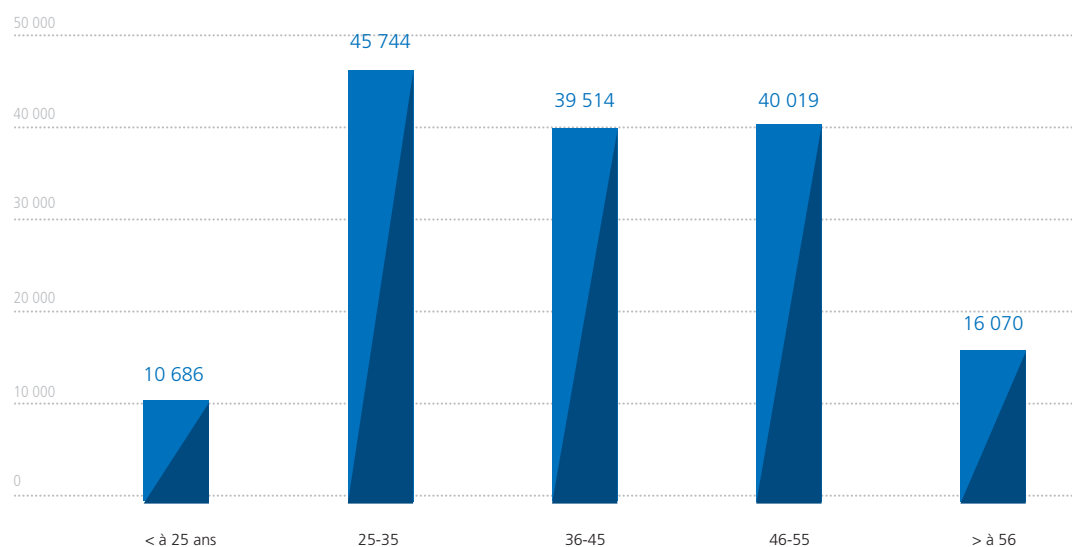
Effectifs du Groupe à l'international (filiales consolidées)

Au périmètre international, l'effectif du Groupe est orienté à la hausse (+ 3,8 %), hors effet périmètre lié aux cessions des filiales de l'Europe de l'Est en 2017.

Le tableau ci-dessous indique la répartition des effectifs (part du Groupe), des filiales et participations internationales retenues dans le périmètre de consolidation au cours des trois derniers exercices :

	2017	2016	2015
EDF Energy (Royaume-Uni)	13 957	13 404	13 920
EDF Trading (Royaume-Uni)	796	966	988
Edison et Fenice (Italie)	5 144	4 949	4 950
EDF Luminus (Belgique)	1 940	1 708	1 583
Autres filiales étrangères :	315	4 145	4 265
<i>Dont EDF Norte Fluminense (Brésil)</i>	105	105	103
<i>Dont MECO (Vietnam) et China Holding Co (Chine)</i>	210	213	224
<i>Dont filiales de l'Europe de l'Est cédées en 2017</i>	0	3 797	3 938
TOTAL INTERNATIONAL	22 152	25 142	25 706

Le graphique ci-dessous présente la pyramide des âges dans le Groupe au 31 décembre 2017 (France et hors France) :



3. INFORMATIONS ENVIRONNEMENTALES ET SOCIÉTALES – RESSOURCES HUMAINES

Porter une attention particulière à nos collaborateurs et réussir nos transformations internes

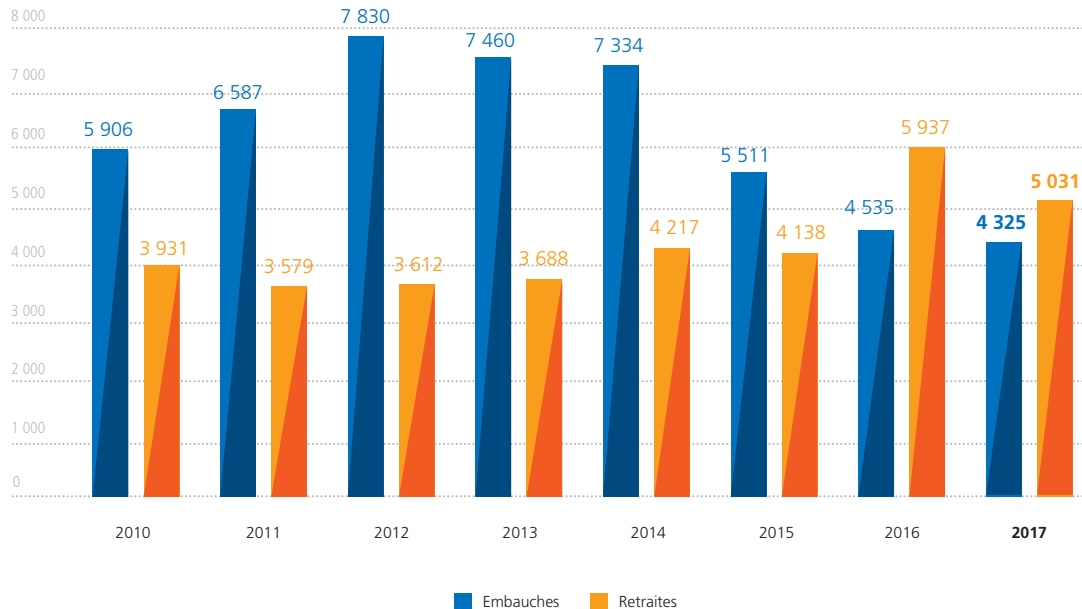
3.6.1.2 Les niveaux de recrutement en 2017

Le groupe EDF présente une dynamique de recrutement élevée, avec plus de 9 200 embauches en 2017.

EDF SA a réorienté depuis 2016 sa politique de l'emploi et entend privilégier la mobilité interne afin d'optimiser les ressources déjà présentes et développer les

parcours professionnels de ses salariés. Les recrutements sont désormais ciblés prioritairement sur les métiers rares, en tension ou en développement. Le domaine technique et celui des systèmes d'information concentrent l'essentiel des recrutements.

Le graphique ci-dessous présente les recrutements externes effectués ainsi que les départs à la retraite observés depuis 2010 dans les sociétés du Groupe dont le siège est situé en France (hors Dalkia et Citelum).



Une attractivité du groupe EDF maintenue à haut niveau en 2017

Depuis 2016, la priorité a été donnée à la mobilité interne⁽¹⁾ par rapport au recrutement avec des viviers internes mieux qualifiés afin de gérer la décroissance de certains métiers. Les évolutions de structure de nos recrutements (moins d'ingénieurs et toujours beaucoup de techniciens) et la maîtrise de nos coûts ont conduit à repenser l'ensemble du processus.

En 2017 à EDF SA a réalisé plus de 1 700 recrutements en CDI et 2 242 nouveaux contrats en alternance.

La part des cadres dans les recrutements externes est passée en dessous de la barre des 40 % en raison du maintien d'une présence importante des alternants, et du recentrage des recrutements vers le cœur de métier, près de 35 % des embauches concernaient d'anciens apprentis.

Le site « EDF recrute » continue d'attirer chaque année environ 3 millions de visiteurs ; en 2017, 260 000 candidatures ont été déposées en ligne. L'écosystème digital autour du site s'est également renforcé. Le compte LinkedIn associé enregistre en fin d'année 2017 plus de 150 000 abonnés et le compte Twitter près de 5 000 followers. Ainsi, le taux d'engagement des internautes continue d'augmenter. Le site carrière a modernisé sa page d'accueil pour valoriser les actualités RH et les partager plus efficacement sur « Elevate », l'outil d'animation des ambassadeurs du Groupe co-piloté par la direction de la communication et la DRH Groupe. De nombreux articles sont ainsi partagés, parmi lesquels des messages forts sur la dynamique des recrutements en partenariat avec le blog « Lempirecontreuntaff.com ».

Dans un marché externe de l'emploi tendu où la transparence et la proximité des entreprises font la différence, nous utilisons les « jobboards » de façon ciblée pour susciter des postulations sur les emplois sensibles : « Welcometothejungle » pour l'IT, « EmploiMiantenancelIndustrielle » pour les profils techniciens et les réseaux sociaux pour toucher nos différentes cibles avec du contenu original (vidéos, photos).

L'attractivité d'EDF comme employeur constitue toujours l'enjeu majeur, d'autant que les recrutements demeurent pour les équipes un moyen privilégié de se doter de

compétences plus pointues et plus spécifiques, non disponibles sur le marché interne de l'emploi.

Le volume de recrutement effectué en 2017 place le Groupe France EDF parmi les recruteurs de référence et a été valorisé notamment auprès des acteurs internes (managers, RH, ambassadeurs) afin de rappeler l'importance du recrutement externe dans l'équation globale de l'emploi. Les résultats des enquêtes menées auprès des étudiants en école d'ingénieurs montrent qu'EDF peine à résister à la désaffection du secteur de l'énergie en se classant à la huitième place du classement « Ingénieurs » d'Universum (derrière Airbus, Google, Thales et Dassault Aviation notamment), à la cinquième place de l'enquête « employeur préféré des Français » administrée par Randstad.

En effet, si les étudiants manifestent très majoritairement leur intérêt pour les énergies nouvelles, les filières de formation d'ingénieurs émettent des alertes sur un déficit d'attractivité du nucléaire, alors que cette industrie permet à la France d'être un des pays les moins carbonés du monde. Cette alerte est également vraie pour les contrats en alternance. L'intérêt du nucléaire qui s'adapte sans cesse aux technologies nouvelles, sera mis en avant à l'occasion d'un événement réunissant les métiers de la filière, les écoles et les étudiants le 8 mars 2018 dans les locaux de recherche et de formation d'EDF à Saclay : la Journée Bas Carbone.

La robustesse de notre stratégie de marque employeur a malgré tout permis à tous nos métiers de recruter au meilleur niveau en 2017.

D'autres projets viendront enrichir cette stratégie avec notamment la refonte du site carrière pour rejoindre les meilleures pratiques du marché en offrant une « expérience candidat » optimale simplifiant l'acte de postulation et ouvrant la possibilité d'échanger avec les ambassadeurs du Groupe. Un challenge étudiants pourrait être organisé autour de la manifestation des Electric Days, vitrine de l'innovation et des savoir-faire du groupe EDF. Une nouvelle campagne de communication sera déployée en 2018 pour valoriser EDF comme un employeur d'avenir.

Parallèlement, la proximité à l'égard des candidats étudiants et jeunes diplômés continue d'être renforcée : le calendrier de l'année universitaire 2017-2018 prévoit la participation d'EDF à une quarantaine de forums d'écoles, sans compter les actions régionales qui viennent enrichir le dialogue avec les étudiants.

(1) Décision du 1er février 2016 : EDF SA : Privilégier la mobilité interne par rapport au recrutement externe.

Le travail d'optimisation des relations avec l'enseignement supérieur et la recherche a permis de prioriser les actions en direction des grandes écoles d'ingénieurs et des universités, organisées avec l'appui du réseau des quelque 1 400 ambassadeurs d'« EDF Graduates Network ».

La commission ESR (Enseignement Supérieur et Recherche) a validé le renouvellement ou la création de 17 partenariats avec des écoles et universités depuis le début de l'année 2017.

Plus globalement, l'entreprise poursuit la réforme de son processus de recrutement afin de s'adapter aux enjeux présents et à venir :

- poursuite de l'offre de sourcing interne qui connaît un grand succès auprès des entités et permet de sourcer les compétences en interne de toutes les directions du Groupe en France (EDF SA et filiales). La mise en place du sourcing interne a eu pour effet de recréer une expertise de recherche de candidats et de recrutement qui avait été totalement externalisée depuis 2001 ;
- rénovation du processus de recrutement externe, avec réinternalisation de la partie sourcing, diversification des canaux de recherches de candidats et mise en place de dispositifs agiles et rapides dans un contexte de volatilité des candidatures. Le processus de recrutement retrouve ainsi toute sa place parmi les processus RH en lien avec la Gestion Prévisionnelle de l'Emploi et des Compétences (GPEC) ;
- préparation d'une négociation de branche sur les rémunérations à l'embauche, afin d'être plus attractifs notamment pour les techniciens supérieurs (dont les bacs + 3 qui sont quasi exclus de nos recrutements dans un contexte post-protocole de Bologne qui vise à la disparition du niveau bac + 2) et les candidats ayant une expérience professionnelle conséquente, et de mieux intégrer les jeunes ingénieurs.

Un accueil et une intégration organisés et renforcés, appréciés par les nouveaux salariés

Dans un contexte de renouvellement des compétences, le groupe EDF a massivement recruté ces dernières années. Ainsi, près de 9 398 nouveaux collaborateurs ont rejoint le Groupe en 2017.

Le dispositif d'accueil progressif au sein du Groupe se déploie sur trois ans.

Il privilégie d'abord, la première année, une intégration locale dans l'unité. Puis, l'intégration se poursuit, la deuxième année, au niveau national, dans la direction métier ou dans la Société, avec un éventuel accès à des formations spécifiques. Pour les cadres, une intégration au niveau international complète le dispositif dans le cadre d'un événement « *2days2gether* ». Une application digitale est par ailleurs proposée pour que chaque nouvel embauché quels que soient son collègue et son métier, puisse acquérir de manière ludique une culture générale du secteur de l'énergie, mieux comprendre l'environnement du Groupe, s'approprier les chiffres et notions clés et développer un réseau de contacts, au-delà de son seul site géographique.

3.6.1.3 Le développement des compétences : préparer l'avenir

EDF mise sur le développement des compétences de ses salariés pour soutenir son projet industriel. Le professionnalisme des femmes et des hommes du Groupe est déterminant pour assurer ses missions de service public, garantir la sûreté et la performance de ses installations, développer la satisfaction de ses clients, et faire d'EDF une référence mondiale dans l'énergie et la croissance bas carbone.

Les défis qui se présentent au Groupe, sont nombreux et EDF doit s'adapter à un contexte industriel et technologique complexe et en forte évolution. La stratégie CAP 2030 continue à donner l'orientation pour que l'entreprise se transforme et relève ces défis, en particulier via l'allongement de la durée d'exploitation des centrales nucléaires, la réussite du nouveau nucléaire, la croissance des énergies renouvelables et l'essor des services énergétiques et des offres numériques.

La réussite de ces transformations passe notamment par l'Ambition Humaine qu'elles sous-tendent. Il s'agira à la fois de disposer des bonnes compétences au bon endroit au bon moment, mais aussi d'améliorer l'efficacité de l'investissement sur la formation, par des modalités pédagogiques de plus en plus diversifiées et innovantes une attention renforcée à l'impact des formations dispensées.

Ainsi, le Groupe a consacré en 2017 un budget de 617 millions d'euros à la formation de ses salariés.

Dans ce contexte, l'année 2017 aura été marquée par l'engagement de plusieurs transformations clés sur le champ de la formation :

- l'accord collectif du 28 octobre 2016 relatif aux Compétences à EDF SA pour la période 2017-2019 a été déployé. Cet accord regroupe, pour la première fois chez EDF, un large périmètre intégrant Gestion Prévisionnelle des Emplois et Compétences, mobilité, parcours professionnels, formation, alternance et contrat de génération. Il promeut différentes modalités de développement des compétences à l'initiative de l'employeur, mais aussi individuelle en mettant œuvre une dynamique inédite d'abandonnement des Comptes Personnels de Formation (CPF), dès lors que le CPF vise l'obtention d'une certification à enjeu pour l'entreprise ou que le salarié qui s'en sert appartient à une catégorie de salariés dont EDF veut encourager la formation (salarié peu qualifié, salariés en situation de handicap, salariés engagés dans une formation promotionnelle, salariés peu formé...). L'accord renforce également la qualité des formations, en évaluant mieux leur impact et il encourage la diversification de ses modalités d'apprentissage, en particulier via la digitalisation de la formation ;
- l'année se caractérise plus que jamais par la mobilisation de la formation au service des enjeux de mobilité au périmètre du Groupe. En effet dans un contexte où la concurrence se renforce et où la transition énergétique et la numérisation des processus auront des conséquences sur les emplois, EDF renforce l'accompagnement des redéploiements de sites ou d'emploi et des reconversions professionnelles par la formation. Les académies des métiers y jouent un rôle essentiel puisqu'elles sont chargées de définir les contenus des cursus d'accompagnement des redéploiements et des reconversions, lesquelles feront l'objet de refinancement par les fonds de la branche professionnelle à chaque fois que cela sera possible ;
- 2017 a également été marquée par la suite du déploiement de la Politique Groupe « formation & développement des compétences » de novembre 2015, notamment dans son volet qualité de la formation. Les organismes internes de formations des différentes entités du Groupe poursuivent la généralisation systématique de l'évaluation de niveau 1 (mesure de la satisfaction des stagiaires) et se sont dotés de méthodologies d'évaluation de niveau 3 ou 4 (impact des formations en situation de travail ou mesure de leur contribution à l'amélioration de la performance opérationnelle) afin de tenir l'objectif de 30 % des programmes de formation évalué au niveau 3 ou 4. Par ailleurs, aussi bien à Enedis qu'à EDF SA les organismes de formations achèvent leur référencement dans le dispositif data dock, système de référencement de la qualité de la formation ;
- le campus Groupe de Saclay ouvert en août 2016 a conforté sa montée en puissance au cours de l'année 2017. Ce campus ouvert sur son environnement (équipes de recherche d'EDF, écoles et universités prestigieuses, entreprises à la pointe des questions énergétiques, environnementales et des nouvelles technologies) a démontré sa richesse sur le plan des apprentissages et de l'innovation grâce aux nouveaux espaces aménagés pour bousculer les habitudes et favoriser la réflexion (salle de créativité, de *co-working* dynamique, espace d'innovation pédagogique ouvert à tous les formateurs...) Ce campus s'ajoute notamment à ceux de Cannington Court, inauguré en 2015 par EDF Energy à proximité du futur EPR de Hinkley Point C, et de Lomme, piloté par Dalkia et concentré sur les services énergétiques ;
- la numérisation de la formation continue à se renforcer, toujours dans l'objectif de toucher plus facilement plus d'apprenants, à distance, en toute sécurité, sur des cursus de plus en plus modernes et partagés (réalité virtuelle et augmentée, simulateurs, MOOC, *serious games*, modules *e-learning*, etc.). Ces actions s'adressent à la fois aux salariés du Groupe, mais aussi à une part croissante de ses sous-traitants ;
- les Académies des Métiers, toujours chargées d'adapter et d'optimiser l'offre de formation du Groupe poursuivent leur développement. L'année 2017 a été marquée par la création de « l'académie pour tous » qui vient s'ajouter aux 16 autres académies. Elle a pour objet d'accompagner la professionnalisation des salariés du groupe EDF sur des compétences se situant en dehors du cœur de métier. Elle apporte une réponse aux objectifs et exigences de formation des salariés tout au long de la vie professionnelle, par le développement ou l'acquisition de compétences transverses (communication, qualité de vie au travail, prévention des risques, sécurité-qualité, digital, développement personnel...). Le dispositif des académies étendu depuis 2016 au Royaume-Uni poursuit son développement puisqu'EDF Energy pilote désormais huit académies. EDF, a ouvert un important chantier de renouvellement de son Système d'Information Ressources Humaines (SIRH), qui se poursuivra en 2018, avec entre autre, l'objectif d'un renforcement du pilotage de la formation, de plus grande agilité dans la gestion du processus de formation et de qualité d'exploitation des *reportings*.

3. INFORMATIONS ENVIRONNEMENTALES ET SOCIÉTALES – RESSOURCES HUMAINES

Porter une attention particulière à nos collaborateurs et réussir nos transformations internes

L'Université Groupe Management (UGM), créée en 2010, est destinée à former les 29 000 *managers*, dirigeants et talents du Groupe. Elle figure parmi les 19 universités d'entreprise de grands groupes mondiaux bénéficiant de l'accréditation internationale CLIP (*Corporate Learning Improvement Process*), ce qui la place parmi les meilleures universités d'entreprises.

L'UGM contribue à l'intégration et à l'internationalisation du groupe EDF. Elle permet de développer les compétences des *managers* du Groupe en matière de *leadership*, *management*, stratégie et fondamentaux des marchés de l'énergie au moyen de formations éprouvées et d'outils pédagogiques modernes (formations digitales et multimodales *coaching*, co développement). Aujourd'hui, l'UGM professionnalise des *managers* dans pratiquement toutes les zones géographiques où le Groupe est implanté : Asie-Pacifique, Royaume-Uni, Italie, France et Europe centrale et Amérique.

En 2017, l'UGM a commencé à élargir son périmètre d'intervention. Un benchmark interentreprises avec Thales et Renault a été réalisé sur la thématique « Accompagnement de l'amélioration des compétences de la gestion de projet ».

La certification Project Management Institute (PMI) devra être un élément incontournable dans la carrière des futurs chefs de projet d'EDF.

La Chocolaterie, un incubateur interne, a accueilli plus de 6 000 personnes et a contribué au déploiement de projets grâce à des méthodes innovantes comme le « Design Thinking » ou le développement des projets business.

Une des priorités dans les années à venir sera l'accompagnement de la transformation managériale d'EDF. Pour ce faire, l'UGM a lancé plusieurs chantiers pilotes avec des entités afin de concevoir un outil d'évaluation quantitatif destiné à accompagner les échanges des membres des CODIR et des équipes de *management*. Le savoir-faire de l'UGM pourra ainsi accompagner la transformation de toute la ligne managériale.

L'UGM a poursuivi également ses formations digitales en proposant notamment une formation « Sens et Stratégie » qui s'adresse aux 20 000 managers du Groupe et a pour objectif de déployer la Stratégie du groupe CAP 2030.

Par ailleurs, deux *e-learning* « Culture et Cash » proposés à l'ensemble des dirigeants et *managers* ont été lancés. Il s'agit de parcours de sensibilisation aux finances de l'Entreprise destinés aux dirigeants et *managers* pour mieux identifier et intégrer les notions de performance économique et financière dans leurs activités opérationnelles et leurs impacts sur les enjeux financiers du Groupe.

L'UGM propose une cinquantaine de formations et forme annuellement plus de 1 000 managers en salle. L'UGM propose également des programmes à destination des talents et des dirigeants du Groupe.

En 2017, près de 1 000 dirigeants et talents ont bénéficié des formations UGM.

Les formations promotionnelles favorisent l'ascenseur social à tous les niveaux

Parmi les nouveaux Objectifs de Responsabilité d'Entreprise endossés par le Groupe, EDF s'engage à intégrer les meilleures pratiques des groupes industriels en matière de développement humain, avec notamment l'ambition de construire l'ascenseur social de demain.

Pour y contribuer, EDF mise sur le potentiel de ses salariés, quel que soit leur niveau, en investissant sur des formations promotionnelles diplômantes. EDF SA a ainsi construit et négocié avec les partenaires sociaux des dispositifs innovants s'appuyant sur le Compte Personnel de Formation à l'initiative du salarié avec un co-financement de la part de l'entreprise. Ceux-ci permettent à des salariés d'accélérer leur carrière et de changer de collègue, *via* l'obtention d'un diplôme.

Cette forme d'ascenseur social est un véritable marqueur du Groupe, qui a fait ses preuves :

- plus de 37 % des cadres actuels du groupe EDF en France sont en effet devenus cadres au cours de leur parcours professionnel ;
- près de 1 100 salariés du Groupe ont intégré une formation promotionnelle diplômante ces sept dernières années, dont 100 entrées en 2017 ;
- 200 ont été diplômés la même année ;
- l'année 2017 a également vu le lancement de la rénovation du dispositif « Cap Exécution Cadre » qui permet à des salariés de passer du collège Exécution au collège Cadre en quatre ans. Ce travail débouchera en 2018 sur de nouvelles modalités renforçant l'accompagnement et l'individualisation des parcours.

(1) Sous l'égide du ministère du Travail, de l'Emploi, de la Formation professionnelle et du Dialogue social ainsi que de la Fondation Agir Contre l'Exclusion (FACE), la FIPA a pour objectif de promouvoir l'innovation en faveur de toutes les formes d'apprentissage en alternance par le financement de projets concrets proposés par les entreprises et qui répondent à de réels besoins pour elles.

L'alternance : un historique solide et un engagement pour le futur

Le groupe EDF s'est engagé historiquement en faveur de l'alternance qu'il considère comme une voie d'excellence de la formation, de la professionnalisation et de l'insertion professionnelle des jeunes. Aussi, depuis la signature du premier accord sur l'alternance en 2010, le groupe EDF, et plus particulièrement EDF SA et Enedis, vont au-delà des obligations légales pour l'accueil des alternants, leur suivi et leur accompagnement vers l'emploi.

Les résultats de l'année 2017 s'inscrivent dans cette dynamique avec 6 404 alternants présents fin 2017 au sein du groupe EDF, dont 3 495 alternants à EDF SA et 1 728 à Enedis. Parmi les alternants ayant terminé leur contrat, 96 % ont obtenu leur diplôme et 87 % ont trouvé un travail ou une formation à l'issue de leur contrat.

Le Groupe a poursuivi en 2017 les actions engagées :

- une politique volontariste d'embauche d'alternants au sein des sociétés du Groupe ; ainsi, au périmètre d'EDF SA, 33 % des embauches 2017 ont été pourvues par des alternants, résultat bien supérieur à l'engagement pris dans l'accord Compétences EDF SA signé fin 2016, de réaliser au moins 25 % des recrutements à partir des effectifs en alternance ;
- des actions d'accompagnement vers l'emploi des alternants que les sociétés n'embauchent pas, telles que l'organisation de *speed datings* avec les prestataires du Groupe, l'offre de prestations de cabinets spécialisés dans le recrutement, l'aide à la création d'entreprise pour les alternants ayant un projet, l'organisation d'ateliers en coopération avec Pôle Emploi ou l'adhésion à la plate-forme interentreprises « engagement jeune » qui permet aux alternants d'EDF de déposer leur curriculum vitae avec des recommandations de leur tuteur.

Témoignage de cet engagement du Groupe en faveur de l'alternance, Jean-Bernard Lévy a pris, à l'automne 2016, la présidence de la Fondation Innovations Pour les Apprentissages (FIPA), dans laquelle s'investissent de grands groupes présents sur le territoire français ⁽¹⁾.

3.6.1.4 Une gestion de carrière adaptée

La gestion des talents et des dirigeants

Le groupe EDF a développé un système de référence en matière d'identification des talents. La politique Groupe « Talents » de 2011 fait l'objet d'une revue dans les différentes filiales du Groupe et la gestion des parcours des dirigeants fait l'objet d'un suivi particulier. Des *people reviews* par métier et par zone géographique sont organisées afin de s'assurer de l'évolution de carrière des dirigeants et de leur nomination dans des postes appropriés.

La gestion des parcours professionnels des salariés

La politique Groupe « Formation & développement des compétences », signée fin 2015, intègre plusieurs objectifs liés à l'accompagnement des salariés dans leurs parcours, ainsi qu'à leur mobilité et à leur employabilité.

Cette politique systématise notamment, dans toute entreprise du Groupe, un entretien annuel sur le projet professionnel de chaque salarié. Elle vise également à ce que chaque salarié, quelle que soit son entité, puisse être accompagné, s'il le souhaite, dans la construction de son parcours professionnel.

Ces engagements de la politique formation Groupe, sur l'accompagnement des parcours, sont renforcés dans l'accord compétences d'EDF SA (2016-2019) avec notamment un entretien professionnel annuel par salarié, alors que cet entretien est obligatoire par la loi formation du 5 mars 2014 tous les deux ans. Par ailleurs, depuis septembre 2017, est mise à disposition des salariés l'offre d'accompagnement des parcours « multi-modalités » décrite dans l'accord (plateforme numérique, salons de l'emploi interne, accès facilité aux Conseillers Parcours Professionnels), on peut citer :

- la mise en ligne d'un espace unique dédié aux parcours professionnels, à la mobilité et à la formation. un parcours utilisateur, reprenant chaque étape de réflexion d'un parcours professionnel, et facilite la navigation du salarié. Cet espace donne accès de manière exhaustive à tous les liens, outils, dispositifs, fiches pratiques etc. pour chacune des étapes. Elle est structurée autour de quatre grandes étapes : « Je fais connaître mes compétences », « Je réfléchis à mon projet professionnel », « J'ai décidé de changer d'emploi », « Je cherche une formation et j'y participe ». Managers et salariés sont incités à utiliser cette communauté pour préparer les entretiens professionnels chaque année ;

- la mise en visibilité, pour le salarié, du nom de son conseiller parcours professionnel sur l'intranet Vivre EDF online dans son espace personnel (« Ma situation RH ») et la possibilité de le contacter sans accord managérial.

Par ailleurs, l'utilisation du service des fiches profil Vivre EDF online créé en 2016 (linkedin interne à EDF) a été renforcée par une décision du DRH Groupe du 1^{er} juin 2017⁽¹⁾ qui autorise les salariés à y déclarer leur mobilité six mois avant la fin de mandat, et permettre à des managers recruteurs de les contacter directement. Cette même décision concernant les engagements du groupe EDF pour la mobilité en France, précise la notion de durée des mandats qui doit désormais être systématiquement précisée dans l'offre des postes publiés.

Toutes ces actions contribuent à fluidifier le marché de l'emploi interne et à donner tous les moyens aux salariés pour véritablement travailler à leur employabilité sur la durée.

Au-delà des actions mises en œuvre pour fluidifier les parcours internes au sein du Groupe, EDF accompagne également ses salariés qui ont des projets de parcours externes.

En effet, parmi les nouveaux Objectifs de Responsabilité d'Entreprise endossés par le Groupe, EDF s'engage à intégrer les meilleures pratiques des groupes industriels en matière de développement humain, avec notamment l'ambition de construire l'ascenseur social de demain. Pour EDF, l'ascenseur social c'est également aider des salariés à créer ou reprendre une entreprise.

Cette démarche « d'essaiage » est pour EDF un levier permettant de diversifier les parcours professionnels, et de développer certaines compétences spécifiques (audace, capacité à innover...) ainsi que la culture entrepreneuriale. C'est également une façon, pour l'entreprise, de renforcer son engagement en faveur du développement économique et de la création d'emplois dans les territoires, chaque « essaimé » créant en moyenne 2,6 emplois. C'est enfin un vivier de détection de « nouveaux business », potentiellement créateur de valeur pour le Groupe.

Près d'une centaine de salariés sont accompagnés chaque année dans leur projet de création d'entreprise. Depuis 1998, plus de 1 400 entreprises ont ainsi été créées par des salariés du Groupe.

EDF a par ailleurs lancé « Altern'Up », une démarche unique en France, destinée à accompagner des alternants envisageant de créer ou de reprendre une entreprise. Sur la vingtaine de projets accompagnés depuis 2014, près de 10 start-ups ont déjà été créées par d'ex-alternants d'EDF.

Jean-Bernard Levy a remis, le 18 octobre 2017, le « Grand prix des alternants créateurs d'entreprises », en présence des dirigeants des 7 autres grandes entreprises qui se sont associées à cette démarche en 2017 (Thales, Sanofi, Carrefour, Siemens, Total, La Poste et Air France).

La gestion des âges

Au-delà de la mise en œuvre des dispositions prévues par le Contrat de génération signé en 2016 dans le cadre d'un accord triennal « Compétences » intégrant également les champs de la Gestion Prévisionnelle des Emplois et des Compétences (GPEC) et de la Formation, différentes actions ont été menées dans le Domaine de la Diversité pour prévenir les discriminations et lutter contre les stéréotypes associés : notions de générations, d'âges, mais aussi pour promouvoir la coopération intergénérationnelle.

- déploiement d'une formation : « Âges et travail : la coopération intergénérationnelle dans un contexte professionnel » ;
- diffusion d'un tableau de bord visant à identifier d'éventuels écarts de situation selon les classes d'âges des indicateurs dans différents domaines RH et management (santé, formation, reconnaissance, mobilité) ;
- groupe de travail regroupant différents métiers du Groupe pour développer la transmission croisée des compétences et la compétence collective des équipes avec les nouveaux arrivants, notamment sur des sujets en lien avec l'Ambition Humaine de la stratégie CAP 2030 (responsabilisation, innovation, simplification) ;
- participation aux travaux du projet Via l'Emploi (ministère du travail, fond social européen et fondation FACE).

3.6.2 LA SANTÉ ET LA SÉCURITÉ DE NOS SALARIÉS ET DES SALARIÉS DE NOS PRESTATAIRES, UNE PRIORITÉ ABSOLUE

3.6.2.1 Garantir les meilleures conditions de santé et de sécurité au travail pour tous

Depuis janvier 2014, la politique santé et sécurité du Groupe définit un cadre de cohérence commun dans lequel viennent s'inscrire les politiques des différentes filiales du Groupe ainsi que leur plan d'actions. Cette politique Groupe s'applique à toutes les sociétés contrôlées par le groupe EDF, dans tous les pays où EDF opère, et concerne ses salariés comme ceux de ses sous-traitants intervenant sur ses installations et dans ses locaux. Une revue Groupe santé-sécurité a lieu chaque année.

En 2015, lors de la première revue annuelle Groupe, les grandes orientations stratégiques santé et sécurité du programme CAP 2030 ont été définies. Le Groupe a pour Ambition d'être une référence en matière de Santé et de Sécurité. La première priorité est l'éradication des accidents mortels, vient ensuite la réduction du nombre d'accidents et la lutte contre l'absentéisme. Cette ambition et ces priorités pour les années à venir se déclinent dans toutes les sociétés du Groupe afin de :

- faire de la santé et de la sécurité un engagement majeur du Groupe et une composante essentielle de sa culture ;
- placer les *managers* au cœur du déploiement de la politique santé sécurité ;
- responsabiliser tous les salariés au quotidien : par exemple, en 2017 à EDF SA, plus de 9 790 parcours de formation ont été réalisés en *e-learning* sur le thème de la prévention des troubles musculo-squelettiques (TMS) et sur le sujet de la culture sécurité. De même les salariés ont été mobilisés dans le cadre de la Semaine Santé Sécurité annuelle du mois d'octobre consacrée cette année à la prévention du risque routier avec des engagements par équipe de travail sur les facteurs de risques ;
- préserver et promouvoir la santé de tous : salariés, prestataires, clients et riverains. À ce titre, des actions de sensibilisation ont été développées sur la prévention des addictions et sont suivies par la mise en place de contrôles de consommation d'alcool et de stupéfiants.

En 2016, la thématique santé sécurité a d'ailleurs été soulignée comme un point significatif de l'Objectif de Responsabilité d'Entreprise n° 2 par lequel le Groupe s'engage à intégrer les meilleures pratiques des groupes industriels en matière de développement humain.

2017 a été une année dans la continuité de 2016 sur les actions engagées, notamment sur la construction du cadre de référence Groupe (BEST : Building Excellence in Safety Together) regroupant huit domaines d'exigences du management Santé Sécurité référentiel Sécurité Groupe et la mise en place test d'un nouvel indicateur. Ce dernier vise à repérer les accidents en lien direct des activités professionnelles. Ce fut une année charnière qui a permis de travailler sur l'évolution de la politique formalisée en 2014 et l'élaboration du plan d'actions 2018-2020.

Éradiquer les accidents mortels, diminuer le nombre d'accident et réduire l'absentéisme au travail

Éradiquer les accidents mortels liés au travail

C'est la première ambition fixée avec force en 2015 pour les salariés et les prestataires du Groupe.

En 2017, 15 décès au total sont intervenus dans le Groupe : 7 sont directement liés au travail. Ce chiffre est proche du bilan 2016 (6 décès en 2016, 12 en 2015, 11 en 2014).

Parmi les victimes de ces 7 accidents « métier » : 2 sont des salariés du groupe EDF, 5 sont des salariés prestataires.

(1) Décision du 1er juin 2017 : « Les engagements du groupe EDF pour la mobilité en France ».

3. INFORMATIONS ENVIRONNEMENTALES ET SOCIÉTALES – RESSOURCES HUMAINES

Porter une attention particulière à nos collaborateurs et réussir nos transformations internes

(Données Groupe)	2017	2016	2015	2014
Nombre total de décès salariés et prestataires	15 ⁽¹⁾	10	16	15
dont nombre de décès salariés :	6	1	3	4
dont nombre de décès prestataires :	9	9	13	11

(1) Avec 7 décès liés directement au travail et 8 décès liés à d'autres causes (7 malaises et 1 accident de trajet).

Les 7 décès liés au travail sont : 4 électrisations, 1 salarié victime d'un choc par un véhicule sur un chantier en bord de route, 1 salarié renversé alors qu'il restituait sa voiture de location et 1 salarié qui a heurté le godet d'une pelleuse dans une tranchée.

En 2017 et en poursuite des actions initiées depuis 2015, le Groupe centre son engagement sur les 10 règles vitales, sélectionnées à partir d'une analyse des accidents mortels qui ont frappé le groupe EDF sur les 30 dernières années, que chacun doit observer dans la réalisation de son travail pour éviter les accidents graves, se protéger et protéger son entourage.

Pour continuer à développer la culture sécurité, d'autres initiatives ont été prises ou poursuivies en 2017 (signature de la Charte proposée par la Prévention Routière pour une route plus sûre qui s'inscrit en cohérence avec les Règles Vitales du Groupe – vitesse, port de la ceinture de sécurité, non-utilisation du téléphone au volant, prévention des accidents. Cette signature a constitué le point d'orgue de la semaine Santé Sécurité du Groupe organisée en octobre 2017 et consacrée cette année à ce thème). L'élaboration de huit Exigences Groupe du management de la santé

sécurité, lancée en 2016, a été finalisée et leur déploiement constituera la base de la feuille de route 2018-2020 du Groupe.

Les accidents du travail

Depuis 2015, chaque entité du Groupe suit l'accidentologie de ses prestataires, à l'instar de ce qui se faisait déjà depuis plusieurs années dans certaines entités du Groupe.

En 2017, le Groupe confirme le bon résultat obtenu en 2016 (nombre d'accidents du travail ayant entraîné un arrêt de travail supérieur à un jour, décomptés dans l'année en cours et par million d'heures travaillées. Les temps d'arrêt sont rapportés à l'année où ils sont pris même si l'accident a eu lieu l'année précédente), confirmant sa capacité à pérenniser ce niveau jamais atteint auparavant à l'échelle du Groupe.

(Données Groupe)	2017	2016	2015 ⁽¹⁾	2014
Taux de fréquence salariés du Groupe	2,7	2,7	3,2	3,1

(1) Le taux de fréquence 2015 prend en compte l'intégration de 7 nouvelles sociétés au sein d'EDF Luminus et Dalkia. À périmètre équivalent à celui de 2014, le taux de fréquence 2015 est de 2,9, en ligne avec les objectifs fixés.

L'absentéisme au travail

Parmi les axes de travail retenus, la prévention des troubles anxio-dépressifs, du stress et des troubles musculo-squelettiques (TMS), qui constituent les trois causes principales d'absentéisme, font régulièrement l'objet d'initiatives pour développer la prévention.

Ainsi en 2017, la participation des salariés d'EDF à un *e-learning* relatif à la prévention des TMS a été retenue comme critère sécurité dans le cadre de l'accord d'intéressement. En 2017, 8 675 salariés ont suivi avec succès cette formation, largement au-delà de l'objectif de 3 500 parcours à réaliser, fixé dans le cadre de l'accord d'intéressement.

Le déploiement en 2017 de l'accord social EDF SA : « Améliorer le fonctionnement et les conditions de travail des équipes au quotidien pour plus de qualité de vie au travail et de performances des organisations » signé le 8 juillet 2016 permet de travailler au sein des collectifs d'équipe à l'amélioration de la qualité de vie au travail et à la prévention des risques psychosociaux.

Par ailleurs, en 2017, dans le cadre du Groupe National Santé au Travail d'EDF réunissant les représentants des organisations syndicales, des médecins du travail délégués par leurs pairs et des représentants des directions, une recommandation en matière de Prévention des Risques Psycho-Sociaux (RPS) et Qualité de Vie au Travail (QVT) a été élaborée. Elle met l'accent l'importance de la sensibilisation, du travail multi-disciplinaire, des études d'impact en cas de changement d'organisation.

La santé au travail, un axe majeur

Le groupe EDF emploie du personnel spécialisé en santé au travail. Ainsi, EDF emploie en France 87 médecins du travail (en exercice) en 2017 et 156 personnels infirmiers. Enedis, pour sa part, emploie 55 médecins du travail et 83 personnels infirmiers. Le Groupe emploie également des médecins experts en toxicologie, en ergonomie, en épidémiologie, en secourisme, en radioprotection. Outre le suivi médical des salariés, ces personnels de santé sont impliqués dans la mise en place des programmes de prévention primaire et sont parties prenantes de toutes les instances de dialogue social, dans le domaine de la santé au travail.

La santé au travail fait l'objet d'un dialogue social important avec le CCE à EDF SA puisqu'une séance lui est annuellement dédiée pour notamment examiner les bilans d'activité des Services Santé au Travail (SST) inter-établissements. Une commission spécialisée de l'organisme a été créée pour suivre les dossiers.

Par ailleurs, dans le cadre d'un accord en 2010, un Groupe National Santé Travail (GNST) a été mis en place. Il comprend des représentants de trois organisations syndicales signataires, des employeurs, des médecins du travail. Ce GNST se réunit quatre fois par an.

Les maladies professionnelles

Les données annuelles publiées par les sociétés françaises du Groupe (en particulier EDF et Enedis) mettent en avant, comme principales causes de maladies professionnelles, l'amiante (pleurésie, plaques pleurales, cancer du poumon primitif), les gestes et postures (affection de l'épaule, tendinite, canal carpien), les affections provoquées par des rayonnements ionisants, la silice (pneumoconiose) et les bruits lésionnels (surdité).

L'amiante

Dans le passé, le groupe EDF a utilisé des produits, des matériaux et des installations contenant de l'amiante. Conformément à la réglementation en vigueur en France, la substitution des matériaux contenant de l'amiante dans les établissements et installations d'EDF a commencé dès la fin des années 1980 ; tous les matériaux contenant de l'amiante ont été traités, et EDF a mis en place des mesures d'information et des modalités de protection des salariés et des tiers intervenant dans l'entreprise.

EDF a signé en juillet 1998 un accord, réactualisé en juin 2002, pour la prévention et la réparation de l'exposition au risque amiante avec l'ensemble des fédérations syndicales. À la suite de cet accord, EDF a mis en place un dispositif de préretraite pour les travailleurs effectivement reconnus comme étant atteints d'une maladie professionnelle liée à l'amiante. Une aide et un complément de pension bénévoles financés par EDF ont été instaurés. EDF a également fourni un accompagnement social des salariés malades et de leurs familles grâce à une information et un soutien dans les démarches d'indemnisation. Pour une description de procédures en cours, voir la section 2.4 (« Procédures judiciaires et arbitrages »).

Les rayonnements ionisants

La mobilisation des acteurs de terrain a permis une amélioration continue des performances en matière de protection des personnels contre les effets des rayonnements ionisants. En France, la dose individuelle annuelle moyenne de l'ensemble des intervenants, salariés d'EDF et d'entreprises extérieures, amenés à intervenir dans les centrales a été divisée par deux en moins de dix ans ; au Royaume-Uni, elle a suivi la même décroissance, principalement grâce à la gouvernance optimisée des travaux de maintenance et de réparation. En France comme au Royaume-Uni, en 2017 et ceci depuis 2003, aucun intervenant, salarié ou prestataire n'a dépassé le seuil réglementaire (dose individuelle sur 12 mois glissants).

En France, en 2017, la dose collective moyenne est de 0,61 homme-sievert par réacteur (0,76 et 0,71 homme-sievert par réacteur en 2016 et 2015). Ce résultat, est le fruit de l'optimisation des chantiers et des activités, en particulier de la dynamique de propreté radiologique des locaux et des circuits.

Au Royaume-Uni, en 2017, la dose collective moyenne est de 0,3 homme-sievert pour le réacteur REP et de 0,02 homme-sievert par réacteur pour ceux de type AGR (*advanced gas reactors*).

EDF poursuit de façon volontariste la démarche ALARA (*As Low as Reasonably Achievable*) de maîtrise de la dosimétrie collective pour tenir compte des volumes de travaux induits par le projet industriel sur le parc en exploitation dans les années à venir.

Pour les années à venir, les efforts devront être poursuivis dans le portage de la démarche ALARA sur le terrain ainsi que vis-à-vis de la propreté radiologique des circuits et locaux pour nous amener au niveau des meilleurs exploitants. Nous devons aussi poursuivre les efforts de maîtrise et de réduction des doses sur les métiers les plus exposés.

3.6.2.2 Faire de la santé au travail un objet de dialogue social

Dans le Groupe, le dialogue social en matière de santé au travail intervient à trois niveaux :

- l'échelle européenne (présentation des actions engagées au cours de l'année au groupe de travail santé-sécurité du Comité d'entreprise européen) ;
- au niveau du Groupe en France (avec la présentation des sujets et chiffres clés de l'année au Comité de Groupe France) ;
- et à l'échelle d'EDF, avec un Groupe national de santé au travail émettant des recommandations sur quatre thèmes que sont : la prévention du risque amiante, l'impact des évolutions des métiers au sein des équipes médicales, l'élaboration d'un plan d'action santé au travail et la communication sur la santé au travail.

En 2015, la présentation des nouvelles orientations stratégiques du Groupe, découlant du programme CAP 2030, a été réalisée devant les différentes instances du groupe EDF (CCE d'EDF, Comité d'entreprise européen et Comité de Groupe France).

En 2016, un travail commun sur la santé sécurité a été réalisé avec le Comité d'Entreprise Européen et un point d'avancement des orientations stratégiques santé sécurité a été présenté dans toutes les instances.

3.6.2.3 Réunir les conditions de bien-être : organisation et qualité de vie au travail

Qualité de vie au travail

La qualité de vie au travail recouvre l'organisation du travail, les relations au travail, le développement professionnel, les environnements de travail et les équilibres de vie. Elle constitue un levier pour améliorer conjointement la santé des salariés et la performance des organisations.

Des programmes sont mis œuvre dans les principales sociétés du Groupe, par exemple, « *wellness@work* » à Edison, « *well-being* » à EDF Energy, un partenariat avec l'ANACT (Agence Nationale pour l'Amélioration des Conditions de Travail) avec le gestionnaire de réseau Enedis, des expérimentations sont menées à EDF EN ou EDISON sur le télétravail notamment EDF SA poursuit le déploiement de trois accords signés en 2016, sur le temps de travail des cadres, le télétravail et l'organisation du travail. Chacun d'entre eux porte des innovations en matière de qualité de vie au travail dans le cadre de l'Ambition Humaine du Groupe « simplifier,

responsabiliser, innover » : plus de 25 000 cadres sont concernés par l'accord sur le temps de travail et bénéficient de dispositions qui leur permettent d'être plus autonomes dans l'organisation de leurs activités (dont le travail occasionnel à distance) par ailleurs, la possibilité de télétravailler concerne désormais plus de 25 000 salariés et parmi ces derniers plus de 4 870 ont signé une convention en ce sens à fin 2017 (soit plus de 19 % des salariés dont les activités sont éligibles au télétravail et plus de 7 % des effectifs). Enfin les modalités du droit à la déconnexion sont définies dans le cadre de l'accord organisation du travail.

En 2017, le développement de modes de travail plus collaboratifs s'est accéléré avec le démarrage d'une communauté Groupe France de facilitateurs et la multiplication d'espaces et de dispositifs visant à promouvoir l'accélération des projets et la mise en œuvre de nouvelles façons de travailler au sein des différentes entités et sociétés du Groupe.

L'observatoire de la qualité de vie au travail s'est réuni une première fois en 2017. Celui-ci permet de repérer les meilleures pratiques en matière d'organisation du travail mais également de prévention des Risques Psycho-Sociaux (RPS).

Concernant spécifiquement la prévention des RPS, au sein d'EDF SA et outre l'observatoire de la qualité de vie au travail, des actions de prévention primaire sont mises en œuvre (étude d'impact socio-organisationnel et humain lors de réorganisation, projets collectifs de fonctionnement d'équipe réduction des déplacements, droit de se déconnecter, etc.) et les groupes multidisciplinaires (GMD) créés en 2010 par un accord collectif sur la qualité de vie au travail constituent une ressource locale. En outre des ressources d'accompagnement, de formation et numérique sont mises à disposition de l'ensemble du management. Enedis a également mis en place un dispositif de GMD et développe des outils spécifiques d'accompagnement des transformations.

En matière de prévention secondaire et tertiaire, l'année 2017 a vu le renouvellement des compétences internes et externes pour appuyer le management ou les salariés : numéro vert vie au travail anonyme, appui aux équipes en tension, appui à la conduite du changement, par exemple.

Organisation et temps de travail

Pour répondre aux besoins liés à l'activité de chaque société et notamment la continuité de l'exploitation, le personnel peut être amené à travailler en service continu 365 jours par an ou à assurer une astreinte en dehors des heures ouvrables.

Ces dispositions sont adaptées au fil du temps en fonction de l'évolution du contexte de chaque société, de la législation et de nouvelles pratiques d'organisation du travail permises notamment par l'évolution des technologies de la communication.

Pour les sociétés implantées en France, la durée du travail est de 35 heures par semaine avec un fonctionnement des services sur 5 jours au minimum.

En 2016, un accord catégoriel relatif à l'organisation du temps de travail des cadres à EDF SA avait été signé. Cet accord introduisait le forfait jours, avec un forfait annuel de référence de 209 jours. Il visait ainsi à développer l'autonomie des cadres dans l'organisation de leur temps de travail, à augmenter le temps global travaillé par les cadres, à accompagner les démarches de simplification et de responsabilisation, et à répondre à leurs attentes en matière d'évolution des modes de travail de souplesse d'organisation de qualité de vie.

À fin 2017, plus de 80 % des cadres sont au forfait jours et le nombre de jours travaillés a augmenté très sensiblement.

L'année 2017 montre plus généralement, par l'adhésion massive au forfait jours, ainsi que par la progression constante de salariés optant pour le télétravail et la mise en place des projets collectifs d'équipes, la volonté d'EDF SA d'aller vers des fonctionnements d'équipes et de modes de management plus efficaces et innovants, servant à la fois la performance de l'entreprise et l'autonomie et l'équilibre de vie des salariés.

Concernant la négociation d'accords relatifs au temps de travail, dans la continuité de PEI en 2016, l'année 2017 a vu plusieurs filiales en France négocier un accord introduisant le forfait jours : G2S, DKLNG, SOWEE notamment.

Au sein d'EDF SA, deux directions métiers ont renégocié leurs accords locaux temps de travail (la direction des Services Partagés et la Direction Commerce), visant à adapter l'organisation du travail à leurs nouveaux enjeux.

Du côté d'Enedis, des renégociations d'accords locaux sont également intervenues afin d'apporter les adaptations nécessaires au projet d'organisation de l'entreprise.

3. INFORMATIONS ENVIRONNEMENTALES ET SOCIÉTALES – RESSOURCES HUMAINES

Porter une attention particulière à nos collaborateurs et réussir nos transformations internes

3.6.3 RÉMUNÉRATION ET PROTECTION SOCIALE : UN EMPLOYEUR ATTRACTIF

La rémunération globale est un levier essentiel de la reconnaissance de la contribution de chacun à la performance du Groupe. Elle participe à l'engagement des collaborateurs et à la fidélisation des talents, et contribue à l'attractivité du Groupe.

À ce titre, le Groupe s'engage à offrir à ses salariés une rémunération juste et compétitive, en étant très attentif à la qualité et au niveau de la protection sociale qu'il propose, notamment en matière de couverture contre les risques majeurs de la vie. Le Groupe a ainsi formalisé une politique globale de rémunération et d'avantages sociaux en 2013. Elle concerne l'ensemble des salariés des principales sociétés contrôlées du Groupe.

Depuis 2014, les principales sociétés étrangères du Groupe font l'objet d'une revue de leurs systèmes de rémunération et de protection sociale au regard de cette politique. À l'issue de chaque revue conduite par la Direction des Ressources Humaines Groupe, un plan d'actions à mener est défini conjointement avec la filiale, dont l'exécution est suivie au cours des revues ultérieures.

En parallèle, un réseau des responsables rémunération et avantages sociaux a été mis en place pour compléter le dispositif afin de présenter la politique et de partager les bonnes pratiques.

3.6.3.1 Une politique de rémunération globale juste et compétitive

La politique de rémunération globale est guidée par quatre principes qui font l'objet d'une revue par la Direction des Ressources Humaines Groupe :

- la compétitivité par rapport au marché externe ;
- la cohérence et l'équité interne ;
- la soutenabilité financière ;
- la communication.

Elle s'articule autour d'une rémunération fixe et d'une rémunération variable individuelle et/ou collective qui vient reconnaître l'atteinte des objectifs, en lien avec les résultats économiques des entreprises. Il existe un lien direct et visible entre la contribution du salarié et la rémunération associée.

Les sociétés du Groupe garantissent le respect des minima légaux ou professionnels de chaque pays et l'absence de discrimination.

Sur le volet « communication », chaque salarié reçoit une information sur les règles et dispositifs de rémunération avec un maximum de transparence dans le respect des principes énoncés ci-dessus. Chaque salarié du groupe EDF doit avoir une visibilité sur sa rémunération globale. Pour ce faire, en France, EDF, Dalkia et Enedis mettent à la disposition de chacun de leurs salariés un bilan complet individualisé de leur rémunération annuelle et de ses composantes.

Des dispositifs de rémunération variable au service de la performance

Dans le Groupe, la majorité des salariés bénéficie d'une rémunération variable de la performance, individuelle ou collective. Les modalités de cette rémunération variable diffèrent d'une société à l'autre du Groupe, en fonction d'accords historiques et des réglementations applicables.

À EDF Energy (Royaume-Uni), un système analogue s'applique à la majorité des collaborateurs.

Chez Dalkia (France), la rémunération variable de la performance a été revue et reconnaît pour les cadres la performance individuelle et collective.

À Edison (Italie), l'ensemble des salariés, hors dirigeants, bénéficient de dispositifs de rémunération de la performance collective, basés sur des critères de rentabilité et de productivité (*Premio di Risultato* et *Premio di Produttività*).

À EDF Luminus (Belgique), les cadres et la majorité des non-cadres sont éligibles à des dispositifs de rémunération de la performance individuelle et collective.

La Division Chine a également introduit une rémunération variable individuelle de performance pour les salariés basés à Pékin, destinée à stimuler et à reconnaître la performance collective.

Au sein d'EDF, tous les salariés peuvent bénéficier d'une rémunération variable de la performance.

Pour les exécutions et les maîtrises la rémunération est basée sur la seule performance collective. En 2017, la part variable a représenté 2 % du salaire de base en moyenne.

Pour les cadres la valeur moyenne 8 % du salaire annuel par cadre, l'entreprise est dans la moyenne des grandes sociétés françaises. Par ailleurs, EDF a fait le choix d'instituer un dispositif de rémunération variable individuelle pour l'ensemble de ses salariés non-cadres, qui a représenté en 2017 2 % de leur salaire annuel.

Pour les dirigeants, la part variable est assise à la fois sur des objectifs individuels ainsi que collectifs dont le poids s'accroît avec le positionnement du poste dans l'entreprise.

EDF et Enedis portent une attention particulière à la professionnalisation de leurs managers sur les questions de rémunération.

En France, EDF et Enedis font bénéficier leurs salariés d'un dispositif d'intéressement aux résultats, depuis plus de 20 ans pour EDF et depuis sa filialisation pour Enedis. Des dispositifs similaires existent dans la plupart des filiales européennes du Groupe. Les salariés d'EDF et Enedis ont le choix entre percevoir l'intéressement et/ou l'affecter, soit au plan d'épargne Groupe (PEG), soit au plan d'épargne pour la retraite collectif du Groupe (PERCO, voir ci-dessous). Dans un contexte économique contraint, la politique d'abondement des sommes placées est maintenue.

Les accords d'intéressement d'EDF et Enedis sont triennaux et prévoient que le montant d'intéressement à verser sera déterminé en fonction de l'atteinte d'objectifs nationaux reflétant la performance des entreprises dans ses différentes composantes (économique, métiers, sociale et environnementale).

Le dernier accord triennal d'EDF SA signé en 2016 pour la période 2017-2019 souhaite mieux lier l'intéressement à la performance d'EDF SA. Il retient les cinq critères nationaux de performance suivants : l'évolution du cash-flow du Groupe plus directement lié à l'activité des salariés que l'EBITDA la production d'électricité, la satisfaction des clients, la formation en *e-learning* des salariés à la santé et sécurité et un critère développement durable/numérique (réduction des impressions papier et augmentation des réunions à distance).

En 2017, l'accord EDF SA a permis de verser aux salariés d'EDF au titre de 2016 un montant de 99 millions d'euros soit un montant moyen de 1 419 euros par bénéficiaire (en baisse de 29 % en raison des moins bonnes performances notamment la production). Jean-Bernard Levy estimant que cela ne rendait pas suffisamment compte de l'investissement des salariés a décidé le versement d'une prime exceptionnelle d'un montant de 600 euros bruts à l'ensemble des salariés d'EDF SA, en reconnaissance de leur engagement dans la transformation de l'entreprise en 2016.

En 2017, Enedis a versé au titre de l'intéressement 2016 la somme de 82 millions d'euros soit un montant moyen de 2 116 euros par bénéficiaire.

EDF et Enedis ne sont pas éligibles au dispositif de participation.

En 2017, le groupe Dalkia a versé au titre de l'intéressement 2016 la somme de 4,4 million d'euros soit un montant médian de 452 euros.

Le montant médian de la participation en 2017 au titre de 2016 s'est élevé à 1 088 euros par salarié.

En 2017, EDF EN a versé au titre de l'intéressement 2016, la somme de 3,2 millions d'euros, soit un montant moyen de 3 504 euros.

Aucune somme n'a été versée au titre de la participation.

Une politique d'épargne salariale complète

Le plan d'épargne Groupe (PEG)

Il est ouvert aux salariés d'EDF et des sociétés françaises du Groupe dont EDF détient directement ou indirectement au moins 40 % du capital et ayant adhéré au PEG.

Cinq Fonds Communs de Placement diversifiés, dont un fonds d'investissement socialement responsable, un fonds d'économie solidaire et le fonds « Actions EDF », sont ouverts à la souscription.

Le PEG du groupe EDF totalise fin 2017 un encours de 4 583 milliards d'euros.

L'intéressement ainsi que les versements individuels et les transferts à partir du compte épargne temps que les salariés affectent au PEG sont abondés selon des conditions négociées dans chaque société.

Le plan d'épargne retraite collectif (PERCO)

Le PERCO du groupe EDF est ouvert aux salariés d'EDF et des sociétés françaises dont EDF détient directement ou indirectement au moins 40 % du capital et ayant adhéré au PERCO.

Deux Fonds Communs de Placement sont proposés aux salariés : un fonds d'économie solidaire et le fonds à compartiments « Cap Horizons » proposant une gestion pilotée de l'épargne investie en fonction de l'âge de départ à la retraite.

Le PERCO du groupe EDF totalise un encours, à fin 2017, de 816 millions d'euros. L'intéressement ainsi que les versements individuels et les transferts à partir du compte épargne temps que les salariés affectent au PERCO sont abondés selon des conditions négociées dans chaque société.

Le compte épargne temps (CET)

Des accords CET ont été signés au sein des principales filiales françaises du Groupe, notamment au sein d'EDF et d'Enedis.

Au 31 décembre 2017 la valorisation des heures épargnées sur le CET des salariés d'EDF s'élève à 724 millions d'euros et des salariés d'Enedis à 197 millions d'euros. Ce dispositif négocié permet aux salariés qui souhaitent prendre un congé de disposer d'une indemnité correspondant au temps épargné. Il est également possible de monétiser le temps épargné selon l'accord CET en vigueur ou de réaliser des transferts vers le PEG et le PERCO.

L'actionnariat salarié

Les salariés et anciens salariés du groupe EDF détenaient au 31 décembre 2017 un total de 35 252 261 actions EDF, représentant 1,20 % du capital social. Ce nombre comprend, d'une part, 30 856 184 actions (représentant 1,20 % du capital) sur la base de la définition de l'actionnariat salarié au sens de l'article L. 225-102 du Code de commerce (actions détenues par les salariés et anciens salariés d'EDF au travers des FCPE « Actions EDF » du plan d'épargne groupe EDF et du plan d'épargne groupe EDF International). Ce nombre comprend, d'autre part, près de 4 396 077 actions, représentant 0,15 % du capital, détenues au nominatif pur ou administré, sans délai d'incessibilité ou au-delà des périodes d'incessibilité, par des actionnaires salariés ou anciens salariés. L'essentiel des titres détenus par les salariés le sont dans le cadre du plan d'épargne Groupe.

Conformément à la loi, la dilution de la participation de l'État dans le capital d'EDF déclenche l'obligation de procéder à une offre d'actions EDF réservée aux salariés (ORS), ainsi qu'aux retraités et anciens salariés, selon certaines conditions.

3.6.3.2 La politique de protection sociale

La politique Groupe en matière d'avantages sociaux est guidée par trois principes :

- un principe de responsabilité, qui recouvre trois exigences :
 - garantie d'une couverture sociale, en matière de santé, de prévoyance et de retraite,
 - non-discrimination (l'accès à la couverture santé ne doit pas être subordonné à l'état de santé du salarié),
 - respect de la réglementation ;
- un principe d'équilibre entre compétitivité et durabilité :
 - le niveau combiné de la rémunération et des avantages sociaux répond aux besoins d'attractivité des sociétés du Groupe sur leur marché local,
 - les avantages sociaux doivent pouvoir être maintenus dans la durée, et pour cela être financièrement soutenables à long terme tant pour les salariés que pour l'employeur ;
- un principe d'appropriation par les bénéficiaires :
 - les salariés sont informés du contenu des avantages sociaux de manière à leur en faciliter la compréhension et l'accès effectif.

Le statut du personnel des Industries électriques et gazières : un régime de protection sociale spécifique

En France, la grande majorité des effectifs du Groupe est en activité au sein des entreprises issues des « opérateurs historiques » (EDF, Enedis, PEI) qui relèvent du statut des Industries électriques et gazières (IEG). C'est le cas, notamment, des principales composantes d'Électricité de Strasbourg.

Les avantages sociaux au sein de ces « opérateurs historiques » ont été largement structurés à travers la loi du 8 avril 1946 organisant le monopole de production et de distribution de l'électricité et le maintien d'un régime spécial de sécurité sociale intégré à un statut professionnel des salariés de la branche des IEG (décret du 22 juin 1946). Aujourd'hui encore, les principaux avantages sociaux qui différencient EDF d'autres grands groupes relèvent de ces textes législatifs ou réglementaires : régime spécial de retraite, régime spécial de maladie pour l'incapacité de travail, d'une part, et pour les frais de santé, d'autre part, comportant un étage complémentaire obligatoire couvrant également les retraités, activités sociales mutualisées au sein de la branche professionnelle, financées par les entreprises de la branche et gérées de façon autonome par les syndicats.

À ce corpus, qui est resté très stable pendant des décennies, s'ajoute un avantage en nature historiquement assis sur une décision d'entreprise qui porte sur le gaz et l'électricité fournis par les opérateurs historiques aux salariés et maintenu au profit des retraités.

Des changements importants sont survenus au cours de la dernière décennie :

- l'ouverture de capital d'EDF et l'application des normes comptables internationales ont obligé à évaluer et à provisionner les engagements en faveur des retraités. Le maintien de régimes professionnels spéciaux de retraites et de frais de santé face à cette exigence a été rendu possible par une refonte de leur financement : adossement à la solidarité nationale pour les retraites et renforcement de la solidarité actifs-retraités pour la couverture complémentaire maladie ;
- le régime spécial de retraite a par ailleurs, comme les autres régimes spéciaux de retraite de la sphère publique, été de plus en plus intégré dans les mouvements de réformes des régimes obligatoires de retraite engagés par les gouvernements successifs. À l'exception du mode de calcul de la pension (taux spécifique, appliqué à un salaire de fin de carrière, sur une assiette réduite), les principaux paramètres (âge d'ouverture des droits, durée de cotisation requise...) sont en cours de convergence avec le régime de droit commun ; de nombreuses autres règles de portée moindre demeurent spécifiques. Par ailleurs, la définition des services actifs, permettant des départs en retraite plus précoces, a été révisée et leur prise en compte profondément refondue pour les nouveaux embauchés, à travers la création d'un compte épargne jour retraite.

Enfin, contrairement aux autres avantages historiques, le niveau de la couverture santé, invalidité et décès des salariés est apparu sensiblement en retrait des pratiques des grands groupes, ce qui a conduit à partir de 2008 à la mise en place, par accord au niveau de la branche professionnelle, de couvertures complémentaires dans ces trois domaines.

La protection sociale des autres salariés du Groupe

Les autres salariés du Groupe en France relèvent de plusieurs conventions collectives et peuvent bénéficier d'avantages sociaux mis en place par leur employeur propre. Chaque employeur doit donc veiller à la cohérence des avantages offerts avec la politique Groupe présentée ci-dessus. Cette question fait l'objet d'un dialogue régulier avec la direction Ressources Humaines du Groupe.

Il en va de même des sociétés du Groupe hors de France, pour lesquelles le contexte réglementaire propre à chaque pays est également à prendre en compte.

Les activités sociales

La gestion des activités sociales et culturelles est dévolue, contrairement au droit commun, à des organismes spécifiques au niveau de la branche des IEG.

La Caisse centrale d'activités sociales (CCAS), les caisses mutuelles et d'action sociale (CAS) et le Comité de coordination des CAS sont dotés de la personnalité morale et sont totalement indépendants d'EDF. La CCAS est administrée exclusivement par les représentants du personnel, et est placée sous la tutelle des pouvoirs publics.

L'environnement des entreprises de la branche des Industries Électriques et Gazières (IEG) a profondément évolué depuis 1946. Une négociation conduite en 2016 sous l'égide du ministère en charge de l'énergie, avec les fédérations syndicales et les groupements d'employeurs a mis en évidence la nécessité d'une refonte profonde du cadre.

Les engagements pris dans le cadre de cette négociation ont été formalisés dans un document intitulé « plate-forme en vue de la réforme des moyens des activités sociales de la branche des IEG intégrant les modifications proposées par le facilitateur daté du 14 février 2017 ». Le décret n° 2017-952 du 10 mai 2017 a modifié l'article 25 du statut national du personnel des IEG pour y intégrer certains

3. INFORMATIONS ENVIRONNEMENTALES ET SOCIÉTALES – RESSOURCES HUMAINES

Porter une attention particulière à nos collaborateurs et réussir nos transformations internes

des engagements pris dans le cadre de la plateforme, en particulier la modification du mode de financement des activités sociales, en recherchant la stabilisation du niveau des ressources des activités sociales et des règles équitables entre employeurs, ainsi que l'optimisation de la gestion des moyens humains et financiers, notamment dans le domaine de la restauration collective, afin de maîtriser les charges de fonctionnement au profit des bénéficiaires.

3.6.4 UN EMPLOYEUR ENGAGÉ AUX CÔTÉS DE SES PARTIES PRENANTES

Le groupe EDF agit de façon responsable dans le cadre de la promotion de la diversité et du respect des droits humains aux côtés de ses parties prenantes : salariés, sous-traitants, représentants du personnel. Son action s'étend également aux populations en tant que contributeur au développement des territoires sur lesquels il opère.

3.6.4.1 La sous-traitance responsable : une réalité

La politique de sous-traitance d'EDF SA est articulée autour de trois axes majeurs :

- donner de la visibilité aux prestataires et disposer de fournisseurs partenaires dans la durée ;
- faire progresser le Groupe dans ses pratiques de sous-traitance en définissant des critères d'aide à la décision en termes stratégiques, économiques, de compétences et d'impact social ;
- développer des pratiques de sous-traitance socialement responsable, à l'appui notamment de l'accord RSE du groupe EDF signé en 2005 et renouvelé en 2009 ainsi que de l'accord sur la « Sous-Traitance Socialement Responsable » signé le 19 octobre 2006 au sein d'EDF SA.

Les engagements de l'accord RSE Groupe

L'accord RSE du groupe EDF (voir section 3.6.4.5 « Un dialogue social intense ») marque la volonté de veiller à ce que les entreprises de sous-traitance auxquelles les sociétés font appel effectuent un travail de qualité dans le respect de la loi et des normes internationales en vigueur (par exemple concernant l'interdiction du travail des enfants). Elles s'efforcent de permettre aux entreprises sous-traitantes et à leurs salariés d'intervenir pour leur compte dans des conditions de travail et de santé-sécurité au meilleur niveau des entreprises du secteur et du pays concernés.

Les engagements de l'accord RSE Groupe impactant les sous-traitants portent particulièrement sur :

- le respect de la loi ;
- la santé et la sécurité des salariés ;
- le comportement éthique avec les clients, et particulièrement le respect de la personne et l'intégrité ;
- le respect de l'environnement.

Des procédures appropriées de sélection et d'évaluation des sous-traitants, répondant à ces exigences, ont été mises en place. Tout manquement grave, et non corrigé après observations, à la législation, aux règles relatives à la santé-sécurité des salariés, aux principes régissant les relations avec les clients ou à la réglementation en vigueur en matière d'environnement peut entraîner l'arrêt des relations avec l'entreprise sous-traitante, dans le respect des obligations contractuelles.

Par ailleurs, le sous-traitant doit reprendre envers tout sous-traitant avec lequel il aurait éventuellement contracté, pour la mission considérée, les exigences que lui a fixées le groupe EDF.

Les domaines de la sous-traitance au sein d'EDF

Au sein d'EDF, le recours à la sous-traitance relève des activités industrielles, commerciales, et du Systèmes d'Information. Il n'y a pas eu en 2017 d'inflexion majeure dans la nature des activités confiées à la sous-traitance.

Dans le domaine industriel

L'année 2017 a vu se poursuivre les actions de progrès engagées depuis 2015 et concrétisées dans la Charte de Progrès signée en juin 2016 entre EDF SA et les

Organisations Professionnelles représentant les prestataires sous-traitants du Groupe.

Dans cet esprit, EDF a engagé dès 2017 des actions d'accompagnement des sous-traitants du chantier de Flamanville 3, en vue de la réduction de la charge d'activité prévue à partir de 2018. Un rapprochement a notamment été initié avec les deux grands donneurs d'ordre du Cotentin (Areva et Naval Group) qui devrait faciliter l'action de redéploiement des compétences démobilisées au sein de la filière nucléaire.

Dans le domaine des Systèmes d'Information

L'entreprise a poursuivi en 2017 la mise en œuvre de sa stratégie industrielle dans le domaine IT qui dessine la part dévolue à la sous-traitance. En témoignant notamment la décision volontariste en faveur des logiciels « Open Source » - libres et gratuits - ainsi que la mise en œuvre d'une procédure accélérée de contractualisation avec les *start-up*, vecteurs d'innovation. La vigilance sur les conditions de formation et de turnover des prestataires est maintenue, d'autant que le nombre total de fournisseurs du domaine IT a continué à augmenter.

Dans le domaine commercial

Dans un contexte concurrentiel accru, le commercialisateur a maintenu son recours aux centres de contacts externes pour faire face aux variations de charge et couvrir l'amplitude horaire élargie, les actes à valeur étant orientés vers les conseillers internes. Qu'ils soient internes comme externes, les centres de relation client EDF sont localisés en métropole.

3.6.4.2 Une contribution forte au développement des territoires par l'insertion professionnelle

L'engagement du Groupe en faveur de l'insertion professionnelle

Le Groupe maintient un dispositif d'alternance ambitieux, dont la vocation d'ascenseur social est une finalité sans cesse renouvelée (voir section 3.6.1.3 « Le développement des compétences : préparer l'avenir »).

L'alternance est considérée comme un levier indispensable pour développer l'insertion professionnelle des jeunes ou des personnes éloignées de l'emploi, et leur permettre d'acquiescer ou de compléter une qualification.

Certaines offres d'alternance sont spécifiquement proposées à des jeunes en grande difficulté sociale, en lien avec des structures dédiées à l'insertion professionnelle. Ces offres les préparent à l'obtention d'une qualification correspondant au moins au premier niveau de qualification professionnelle.

Des coopérations sont engagées avec des acteurs locaux et régionaux de l'emploi et de la formation (missions locales, écoles de la deuxième chance, AFPA, Compagnons du Devoir, etc.) afin de favoriser l'orientation des jeunes, notamment issus des quartiers prioritaires, vers les métiers porteurs. Une convention a été signée entre EDF SA, Enedis et Énergie Jeunes en 2017 afin de lutter contre le décrochage scolaire des jeunes dans les quartiers sensibles.

Par sa politique d'attribution de la taxe d'apprentissage ou par des cotisations, le groupe EDF soutient financièrement des organismes qui œuvrent pour l'insertion professionnelle (écoles de la deuxième chance, Compagnons du Devoir, Association Jeunesse et Entreprise, C Génial, etc.).

Contribution à l'insertion professionnelle

Mise en place de clauses sociales dans les marchés

EDF inscrit, dans certains de ses marchés soumis à concurrence, l'application de clauses d'insertion, qui prévoient concrètement de réserver une partie des heures de main-d'œuvre à l'embauche de publics éloignés de l'emploi.

Le Groupe travaille en partenariat avec des acteurs locaux de l'emploi (Pôle Emploi, Maisons de l'emploi et de la formation, Chambres de commerce et d'industrie...), notamment dans le cadre de ses grands chantiers. Les principaux bénéficiaires sont les jeunes de moins de 26 ans ayant un faible niveau de formation, les demandeurs d'emploi de longue durée, les jeunes n'ayant jamais travaillé, les bénéficiaires des minima sociaux ou les personnes relevant de la loi de 2005 sur le handicap.

Achats au secteur adapté et protégé et aux entreprises d'insertion

Les achats au secteur protégé et adapté

La Direction des Achats du Groupe a poursuivi en 2017 son action pour réaliser des achats avec les structures des secteurs protégé et adapté conformément aux dispositions de l'accord 2016-2018 d'EDF SA pour « l'égalité des chances et l'intégration professionnelle des personnes en situation de handicap ». En 2017, l'orientation nationale pour favoriser notamment les achats au secteur protégé a été réaffirmée et une expérimentation est menée avec une entreprise du secteur protégé et une direction pour le recensement des unités bénéficiaires.

Les achats au secteur de l'insertion

EDF poursuit ses achats au secteur de l'insertion par l'activité économique, notamment aux entreprises d'insertion. En 2017, le volume d'achats s'est établi à 905k€.

3.6.4.3 La promotion et le respect de toutes les diversités

Le groupe EDF s'attache à promouvoir la diversité, comme levier de performance pour :

- mieux percevoir la diversité de ses clients et répondre au mieux à leurs attentes ;
- mieux refléter la société dans laquelle il évolue ;
- permettre aux femmes et aux hommes d'exprimer au mieux leurs talents.

Dès 2005, l'entreprise consacre plusieurs articles de son accord mondial de Responsabilité Sociale d'Entreprise à la lutte contre toutes les formes de discriminations, au respect de la diversité et à la promotion de l'égalité des chances. Avec la Charte éthique Groupe, cet accord constitue le principal cadre de référence des sociétés du Groupe. Les enjeux de l'ensemble des orientations stratégiques en matière de diversité sont portés par la DRH Groupe.

L'ensemble des thématiques diversité est animé selon trois périmètres : au niveau Groupe, un réseau « Diversity & Inclusion » existe depuis 2011 et réunit les correspondants diversité des principales filiales à l'international, un réseau Diversité France, composé des directions métiers d'EDF SA et des entités du Groupe en France.

Chaque société du Groupe intègre un niveau d'engagement qui lui est propre et qui peut varier selon le modèle d'activités le contexte et le cadre législatif en vigueur. Par exemple, Dalkia est détenteur du label « Diversité », tandis qu'EDF porte le label

3.6.4.3.1 Soutien aux initiatives des réseaux de salariés

La promotion des diversités passe également par le soutien apporté aux initiatives des réseaux de salariés. Ces réseaux (minorités ethniques, femmes, parents salariés, handicap, LGBT) sont aujourd'hui actifs dans certaines sociétés du Groupe et concernent plusieurs milliers de salariés.

Réseaux internes	Société	Date de lancement	Nombre de membres au 31/12/2017
Femmes	EDF SA	2004 Interp'Elles qui devient Énergies de femmes en 2015	2 900
	EDF Energy	2009	791
	EDF Polska	2014	88
LGBT	EDF SA	2011 Energay	91 + 806 « allié.e.s »
	EDF Energy	2010 LGBT Supporters	368
Handicap	EDF Energy	2010 Disability and Carers	
Minorités ethniques	EDF Energy	2010 (Black Asian Multicultural-Ethny)	392
Parents	EDF Energy	2014	430
Des ex-militaires Forces Support	EDF Energy	2015	180
Jeunes professionnels (ancienneté < à 10 ans)	EDF Energy	2016	500

GEEIS (Gender Equality European & International Standard) et EDF Energy, le NES (National Equality Standard).

En 2017, EDF a signé la Charte « handicap & entreprises » de l'Organisation Internationale du Travail (OIT) (cf. §3.6.4.3.3)

Enfin un nouvel indicateur a été créé pour répondre à l'un des six Objectifs de Responsabilités d'Entreprise lancés en 2016 par le Groupe. Il s'agit d'« intégrer les meilleures pratiques des groupes industriels en matière de développement humain » dont celui d'« être exemplaire en matière d'égalité hommes-femmes ». EDF mesure désormais la mixité des Comités de direction dans toutes ses entités et s'engage avec détermination dans une dynamique de promotion de femmes à des postes clefs. À titre d'exemple pour EDF SA, le taux de féminisation des Comités de direction atteint 27,7 % à fin 2016 et converge progressivement vers le taux de féminisation de l'encadrement (28,5 % à fin 2016) ⁽¹⁾.

Les engagements « Diversité » d'EDF ont donné lieu à la création de plusieurs programmes de sensibilisation et de professionnalisation des managers, des acteurs de la filière RH, des représentants du personnel et des salariés. Près de 9 300 salariés ont ainsi été formés, depuis 2007, dans le cadre de ces programmes.

Par ailleurs, des *serious games* ont été développés et diffusés autour du *management* de la diversité, de l'égalité professionnelle et de l'intergénérationnel l'un d'entre eux « Vivre ensemble la diversité » permet de certifier l'acquisition de compétences En 2017 une campagne de communication a été mise en ligne à l'occasion de la semaine Diversité.

En matière de diversité, les actions des sociétés françaises sont le plus souvent structurées autour d'accords collectifs ou de plans d'actions sur l'égalité professionnelle entre les femmes et les hommes, le handicap et le management des âges.

En 2017, EDF SA, EDF EN, Enedis, Électricité de Strasbourg ont signé un accord égalité professionnelle ; EDF EN et Enedis ont signé un accord Handicap. Pour prévenir tout risque de discrimination, EDF mène régulièrement des études et des tests de ses processus RH (par exemple à EDF SA, depuis 2008 cinq tests sur ses principaux processus RH tels que le recrutement, l'alternance ou l'accès aux stages).

En 2017, EDF a diffusé une étude qualitative sur les stéréotypes à l'œuvre dans l'entreprise une enquête quantitative sur le sexisme dans l'entreprise et une enquête sur la parentalité L'étude qualitative montre que les stéréotypes présents dans l'ensemble de la société française existent également à EDF mais que les salariés connaissent et apprécient positivement les actions menées par l'entreprise, notamment en matière d'égalité professionnelle entre les femmes et les hommes et d'intégration des personnes en situation handicap.

(1) Les données à fin 2017 ne sont pas disponibles à la date du présent document de référence.

3. INFORMATIONS ENVIRONNEMENTALES ET SOCIÉTALES – RESSOURCES HUMAINES

Porter une attention particulière à nos collaborateurs et réussir nos transformations internes

Ces réseaux développent des initiatives d'échanges, de sensibilisation et parfois du « mentorat ». À titre d'exemple, en 2017, le Groupe en France compte plus de 340 marraines « Elles bougent » qui se mobilisent, sur leurs territoires, pour sensibiliser les jeunes filles à l'attractivité des métiers techniques du Groupe.

En France, les réseaux « Énergies de femmes » et « Energay » (association de lesbiennes, gays, bisexuels et transsexuels d'EDF et des IEG) bénéficient depuis 2012 d'un soutien financier et logistique d'EDF. Par ailleurs, EDF et son partenaire « L'Autre Cercle » qui milite contre les discriminations fondées sur l'orientation sexuelle et l'homophobie en milieu professionnel ont signé, le 21 décembre 2015, une charte d'engagement LGBT (lesbiennes gay, bisexuelles ou transgenres). Enfin, EDF s'est associé en 2016 et 2017 aux travaux de l'ONU qui ont permis de réaliser et diffuser un code de conduites pour prévenir et lutter contre les discriminations LGBT.

Les travaux conduits en commun avec ces associations ont permis à l'entreprise de publier dès juin 2015 un document « Repères » sur le respect des orientations sexuelles en entreprise, à l'attention des *managers* et des RH.

Le document « Repères » sur le fait religieux à l'attention des *managers* et des RH, premier du genre en de 2010 a été actualisé en juillet 2016 et diffusé aux métiers et sociétés du Groupe en France. Par ailleurs, une enquête a été réalisée en 2017 auprès des principales entités dans le monde pour établir un premier panorama international « Religion & beliefs » dans le Groupe.

3.6.4.3.2 Égalité entre femmes et hommes

L'égalité professionnelle entre les femmes et les hommes est un important levier de transformation et de modernisation des organisations. C'est un élément structurant de la politique diversité du Groupe.

Plusieurs sociétés du Groupe se sont engagées dans une démarche de labellisation européenne sur l'égalité professionnelle (EDF, EDF Energy et EDF Polska en 2014, confirmée en 2016, Fenice en 2015) et ont ainsi obtenu le *Gender Equality European & International Standard* (GEEIS). EDF et WIN France ont créé un prix « Fem'Énergia » qui, depuis 2006, récompense et soutient les femmes actives dans le secteur du nucléaire.

À titre d'exemple, dans le cadre de son nouvel accord égalité professionnelle entre les femmes et les hommes 2017-2020, EDF SA s'engage :

Principales ambitions

À sensibiliser l'ensemble de son personnel aux biais qu'introduisent les stéréotypes et à lutter contre toute forme de discrimination, de sexisme au travail et plus généralement contre les violences faites aux femmes.

À mettre en place des dispositifs qui garantissent l'égalité salariale, qui neutralisent l'impact de la maternité ou de l'adoption sur l'évolution professionnelle, et qui s'attachent également à mieux comprendre, analyser et traiter les écarts de rémunération quand ils persistent.

À garantir un égal accès à la formation professionnelle et promotionnelle.

À mobiliser l'ensemble des moyens et des acteurs des parcours professionnels pour faire évoluer la représentation genrée des métiers, pour favoriser le recrutement de femmes sur des métiers techniques et, plus globalement, pour permettre une plus grande richesse et mixité professionnelle.

À favoriser, enfin, l'engagement des salariés par une meilleure articulation des temps de vie, par des conditions de travail adaptées et une organisation du travail encourageant les femmes à occuper des postes clés et à responsabilités dans l'entreprise.

Objectifs associés

Diffusion d'un kit de communication annuel sur le « sexisme ordinaire au travail » pour aider les *managers* à sensibiliser l'ensemble des équipes de travail. Guide repères sur le harcèlement et sur les discriminations diffusés et mis en ligne en 2017.

Déploiement d'un *serious game* « Vivre ensemble la Diversité » pour permettre aux salariés de se tester et de se former sur ces questions de stéréotypes et de discriminations (modules tous publics et modules managers en sus). L'entreprise a pris l'engagement de former 100 % de ses managers et des acteurs de sa filière RH qui interviennent sur le recrutement notamment, d'ici à cinq ans.

Préserver l'égalité salariale « à travail égal, compétences égales et valeur égale », atteinte depuis 2009. Examen systématique de la situation salariale des femmes de retour d'un congé maternité. Audit & analyse externes des écarts salariaux dans l'entreprise (chercheurs de l'INED/INSEE) pour mieux identifier et corriger les sources d'écarts F/H sur l'ensemble de rémunérations.

Bilans annuels de formation sexués. Suivi sexué des salariés sans formation depuis 3 ans. Prise en charge des frais de garde induits par les départs en formation promotionnelle et pour toute formation et dès le premier jour de formation pour les familles monoparentales, ou dans le cadre de situations familiales particulières.

Soutien aux réseaux « Énergies de femmes », « Elles bougent ». Féminisation des recrutements. et mobilisation des réseaux alternance de l'entreprise pour améliorer le sourcing féminin des recrutements sur des métiers techniques. Promotion des passerelles métiers permettant des reconversions du secteur tertiaire vers le domaine technique.

Charte de la parentalité signée et déclinée. Guide de la parentalité communiqué à l'ensemble des salariés. Une ambition de mixité des équipes de management et de direction. Début 2017, à EDF SA, les femmes représentaient 30,5 % des effectifs, 28,5 % des cadres, et 27,7 % des membres de CODIR.

Déploiement du télétravail et du droit à se déconnecter pour tous. (plus de 4870 télétravailleurs à fin 2017).

Dispositif permettant aux salariés qui le souhaitent d'allonger leur congé de paternité jusqu'à 10 jours ouvrés supplémentaires (15 jours en cas de naissances multiples).

Expérimentation d'un dispositif d'aide aux devoirs et de soutien scolaire entièrement pris en charge par l'employeur, dans des organisations susceptibles de générer des contraintes horaires.

3.6.4.3 Mesures prises en faveur de l'intégration professionnelle des personnes en situation de handicap

Vision Groupe

L'accord Groupe de Responsabilité Sociale d'Entreprise intègre la question du handicap dans deux de ses articles. Dans le cadre des contextes législatifs qui leur sont propres, les sociétés du Groupe mettent en place des actions de sensibilisation au handicap pour les salariés (dont les actions de sensibilisation dédiées aux salariés en relation avec la clientèle). Elles concluent des partenariats locaux avec des associations œuvrant dans le domaine du handicap et s'attachent à rendre accessibles locaux et postes de travail.

Pour renforcer son engagement, Jean Bernard Lévy a signé en 2017 la Charte « handicap & entreprises » de l'Organisation Internationale du Travail et rejoint le réseau mondial de l'OIT pour mettre en œuvre, partager les actions des 10 principes de la Charte auprès de l'ensemble des entités du Groupe et témoigner de l'engagement du Groupe en la matière depuis 1989.

En France plusieurs sociétés du Groupe ont choisi de signer un accord handicap : EDF SA, Enedis, Électricité de Strasbourg et EDF Énergies Nouvelles.

2017 a été marqué par la signature de deux accords handicap :

Enedis a signé le 29 mai, avec les partenaires sociaux un 3^e accord pour l'intégration professionnelle, le maintien dans l'emploi et l'évolution de carrière des personnes en situation de handicap il couvre la période 2017-2018.

- Les deux précédents accords ont permis de faire progresser significativement le nombre de salariés en situation de handicap au sein d'Enedis et son taux d'emploi global (2,47 % en 2009, 5,51 % en 2016). Ce nouvel accord vise à atteindre les 6 %. Le chemin à parcourir, moindre que lors des accords précédents, va permettre à Enedis de davantage se concentrer sur l'amélioration du suivi (plus systématique et régulier) et de l'accompagnement à l'évolution professionnelle des salariés en situation de handicap.

- Le 5 septembre 2017 EDF Énergies Nouvelles a signé son second accord Handicap (2017- 2019).

L'accord 2016 – 2018 d'EDF SA porte sur l'Égalité des chances et l'intégration professionnelle des personnes en situation de handicap. Avec un taux d'emploi global de 4,55 % à la fin de son précédent accord, l'accord en cours vise à atteindre 5 % en 2018. Le taux atteint à fin 2016 est de 4,81 % ⁽¹⁾. Tout en poursuivant une politique active de recrutement et d'accueil en alternance de personnes en situation de handicap (129 recrutements et 60 personnes accueillies en alternance au total sur les deux premières années), cet accord d'EDF SA insiste sur les conditions propres à favoriser l'égalité des chances à tous les stades de la vie professionnelle.

Dans le cadre de son accord handicap 2016-2018 signé le 18 décembre 2015, le groupe Électricité de Strasbourg a recruté, en 2017, sept travailleurs handicapés.

3.6.4.4 L'anticipation et la gestion maîtrisée des réorganisations et des restructurations

Le Groupe, conscient de la nécessaire adaptabilité des organisations aux évolutions du contexte économique et social, tant en France que hors de France, a dédié un article à « l'anticipation et l'accompagnement social des restructurations industrielles » dans son accord Groupe sur la Responsabilité Sociale d'Entreprise signé dès 2005 (renouvelé en 2009) L'implication du *management* et la place particulière accordée au dialogue avec les salariés et leurs représentants sont des leviers majeurs.

3.6.4.5 Un dialogue social intense

Pour accompagner les transformations industrielles de l'entreprise et contribuer au développement de ses collaborateurs, EDF s'appuie sur un dialogue social de qualité.

En France

Au sein d'EDF, il existe à ce jour 56 Comités d'établissement, un Comité central d'entreprise (CCE), un Comité de Groupe France, 104 établissements pour les délégués du personnel et 207 Comités d'hygiène, de sécurité et des conditions de

travail (CHSCT). Les présidents de ces instances sont réunis régulièrement pour des échanges et des partages de bonnes pratiques.

Le Comité central d'entreprise

L'année 2017 a été marquée par le renouvellement des membres du CCE EDF SA (40 membres) lors de l'élection du 9 mars 2017, 18 séances ordinaires dont six séances extraordinaires se sont tenues sur l'année. L'instance s'est exprimée sur les trois consultations récurrentes dites « Rebsamen » : politique sociale d'entreprise, situation économique et financière et en fin d'année le dossier orientations stratégiques et ses conséquences sur l'emploi.

Le CCE a également été consulté sur de nombreux projets de transformations des métiers et de l'entreprise : projet de création de la direction Transformation et Efficacité Opérationnelle, création de Edvance, réorganisation de la direction Ingénierie et Projets Nouveau Nucléaire (DIPNN), Projet de la direction Immobilier Groupe dit PRIMMO, projet de fermeture anticipée de la centrale de Fessenheim dans sa phase 1, Animation et mutualisation des approvisionnements

L'agenda social 2017

En 2017, la négociation collective a été intense avec sept accords et avenants signés couvrant l'ensemble des domaines RH à EDF SA :

- qualité de vie au travail avec l'accord égalité professionnelle femme-homme, les droits familiaux ;
- rémunération avec l'accord sur les salariés itinérants, les avenants PERCO et PEG, les mesures salariales 2018 et l'avenant au CET ;
- dialogue social avec l'accord sur le parcours des mandatés représentatif ou syndicaux, les activités sociales, le dialogue social de branche professionnelle des IEG, le droit syndical à EDF SA.

Le Comité de Groupe France

Le Comité de Groupe France, lieu d'intégration de la concertation à l'échelle France et qui regroupe 28 élus des principales filiales du Groupe (EDF, Dalkia, EDF EN, etc.), s'est réuni à trois reprises en 2017, dont une séance délocalisée pour une visite du site industriel de SOCODEI près d'Avignon.

Au-delà des thématiques légales, sur lesquelles il est informé régulièrement (résultats financiers, emploi, stratégie), le Comité de Groupe France échange sur les dossiers d'actualité de la vie du Groupe, de la formation professionnelle et la santé au travail.

À l'international

Le Comité d'entreprise européen

Depuis fin 2001, le Groupe a mis en place un Comité d'Entreprise Européen (CEE), consulté sur les politiques majeures du Groupe et informé sur les évolutions du périmètre du Groupe. À travers ses groupes de travail, le CEE, conduit des réflexions sur des enjeux RH à l'échelle européenne, notamment dans le domaine de la santé-sécurité, de l'égalité des chances au sein des différentes sociétés du Groupe en Europe, des garanties collectives et des comptes consolidés. À la demande des membres, un nouveau groupe de travail sur la Transition Énergétique et le *winter package* a été mis en place cette année.

En 2017, le CEE a été réuni à deux reprises pour des réunions traditionnelles en juin et en novembre. Ces réunions ont permis d'échanger avec des membres du Comex sur la stratégie européenne des sociétés du Groupe, la santé-sécurité, l'emploi, les résultats du Groupe et les travaux des groupes de travail. L'accompagnement social des salariés impactés par la vente d'EDF Polska aura été le fil rouge de l'actualité du CEE cette année.

L'accord RSE et sa gouvernance

L'accord-cadre RSE signé en 2005 puis renouvelé en 2009 par l'ensemble des représentants des salariés et les organisations syndicales des principales sociétés du Groupe, ainsi que par les fédérations syndicales internationales du secteur d'activité fait l'objet d'un suivi annuel lors du Comité de Dialogue sur la Responsabilité Sociale du Groupe (CDRS)

Cet accord structure le dialogue social autour de la question RSE. Il a permis au Groupe de se doter d'un socle d'engagements partagés et d'orientations communes qui contribuent au renouvellement et à l'élargissement des thèmes de dialogue social. Le 29 juin 2017, la Directrice des Ressources Humaines a rencontré les représentants syndicaux des sociétés adhérentes à l'accord RSE pour échanger sur la stratégie du Groupe, l'actualité sociale et le *reporting* des actions de RSE menées

(1) Le taux à fin 2017 n'est pas connu à la date du présent document.

3. INFORMATIONS ENVIRONNEMENTALES ET SOCIÉTALES – RESSOURCES HUMAINES

Dispositif de reporting et éléments méthodologiques

par le Groupe l'année N-1. Une intervention dédiée à la mise en œuvre de la loi sur le devoir de vigilance a également été proposée cette année dans les échanges en assemblée plénière.

3.6.4.6 Le regard des salariés : l'enquête d'engagement My EDF

À l'issue de la première édition de l'enquête interne d'engagement My EDF, menée en novembre 2012 auprès de l'ensemble des salariés du Groupe, un plan de restitution des résultats aux salariés a été mis en œuvre. Les sociétés ont élaboré des plans d'action pour renforcer ou enclencher des dynamiques de progrès à partir des résultats constatés sur leur périmètre. Ce dispositif est, depuis, reconduit chaque année.

La sixième édition de l'enquête est intervenue aux mois de septembre et octobre 2017. Une importante campagne de communication interne a été organisée pour encourager les salariés à exprimer leur avis (vidéos, affiches et kit de communication).

La participation des salariés (77 % et près de 103 500 répondants), en nette progression par rapport à celle de la première édition (63 %), démontre l'intérêt des salariés du Groupe pour cette enquête. La confiance dans l'avenir du Groupe reste stable (52 %) après la baisse enregistrée en 2016. L'engagement des salariés se maintient à un taux de 66 % au niveau du Groupe en baisse de deux points par rapport à 2016. 75 % des salariés recommanderaient EDF en tant qu'employeur à l'un de leurs proches. L'étude montre que la confiance dans le management de proximité demeure un atout fort (72 %) ainsi que l'implication des salariés (72 %). Parallèlement l'indice de QVT se tasse (-2 points/68 %) avec une baisse plus marquée sur l'ambiance de travail. En revanche, les conditions de travail, le contenu du travail et même l'équilibre vie privée/vie professionnelle demeurent à des niveaux très élevés malgré la baisse (67 % pour le contenu du travail, 71 % pour les conditions et 71 % pour équilibre de vie. En revanche la perception de l'efficacité des fonctionnements collectifs baisse de 4 points (53 %) ainsi que la satisfaction à l'égard de la rémunération (43 %). Enfin, pour 87 % des salariés (stable) la sécurité est une préoccupation partagée par tous.

3.7 DISPOSITIF DE REPORTING ET ÉLÉMENTS MÉTHODOLOGIQUES

3.7.1 DISPOSITIF DE REPORTING

Le reporting s'inscrit dans le cadre des obligations de la loi française NRE, de l'article 225 de la loi Grenelle 2 (décret d'application du 24 avril 2012) et de l'article 173 de la loi de Transition énergétique (décret d'application du 19 août 2016).

Le Groupe s'est engagé dans une démarche progressive de vérification de la fiabilité de ses indicateurs et informations sociales, environnementales et sociétales par ses Commissaires aux comptes, d'abord à titre volontaire depuis 2007, puis en conformité avec l'article L. 225-102-1 du Code de commerce depuis 2013.

Les informations de développement durable publiées par le Groupe sont la base des évaluations formées par les agences de notation ou les départements d'analyse extra-financière agissant pour le compte d'investisseurs.

3.7.2 ÉLÉMENTS MÉTHODOLOGIQUES SUR LES DONNÉES ENVIRONNEMENTALES ET SOCIALES

3.7.2.1 Périmètre de reporting

Principes

Le périmètre couvert par le processus de reporting (indicateurs économiques, environnementaux et sociaux) correspond à l'ensemble du groupe EDF tel que défini par la consolidation financière. Plus précisément, ce périmètre englobe EDF et les filiales intégrées de manière globale (intégration de 100 % de la valeur des indicateurs sociaux et environnementaux). Les filiales mises en équivalence sont exclues du périmètre de reporting.

Les données environnementales et sociales sont consolidées conformément aux normes financières (IAS-IFRS)⁽¹⁾. Les entités acquises dans l'exercice sont intégrées

au périmètre de consolidation l'année suivant leur date d'acquisition pour les données environnementales et l'année de l'acquisition pour les données sociales si l'acquisition a été réalisée depuis plus de six mois à la date de clôture. Les données d'effectifs inscrits au 31 décembre et de capacités des entités cédées en cours d'exercice ne sont pas incluses dans le périmètre de consolidation.

Les indicateurs remontés dans le cadre du processus de reporting le sont sur la base :

- du périmètre de consolidation établi par la Direction Financière ;
- des règles susmentionnées en termes de variation de périmètre ;
- de critères liés à la pertinence en termes d'impact environnemental et social des activités des filiales :
 - concernant les données environnementales, les données des activités industrielles significatives en termes d'impacts environnementaux sont reportées ; ainsi, certaines filiales incluses dans le périmètre financier pourront ne pas figurer dans le reporting en raison de leur activité ou de leur taille peu significative au regard des enjeux environnementaux,
 - concernant les données sociales, le critère de sélection est l'effectif de l'entité (supérieur à 50).

Pour 2017, compte tenu des critères présentés ci-dessus, les écarts entre les périmètres de reporting des indicateurs sociaux et environnementaux sont les suivants :

- filiales prises en compte par le reporting des indicateurs environnementaux et non par le reporting des indicateurs sociaux : EDF Belgium (Belgique), EES (États-Unis) ;
- filiales prises en compte par le reporting des indicateurs sociaux et non par le reporting des indicateurs environnementaux : CHAM, Citelum, et China Holding.

Compte tenu de la complexité des collectes, le périmètre de reporting peut varier selon les indicateurs. Il est précisé pour chaque indicateur communiqué, dans le tableau de synthèse.

Liste des principales entités présentes dans le périmètre de consolidation des données sociales ou environnementales au 31/12/2017		Périmètre indicateurs environnementaux	Périmètre indicateurs sociaux
France	Électricité de France	X	X
	Enedis	X	X
	EDF PEI	X	X
Autres métiers	G2S		X
	Électricité de Strasbourg	X	X
	SOCODEI	X	X
	EDF Énergies Nouvelles	X	X
	Dalkia dont Tiru	X	X

(1) Référentiel comptable du Groupe, voir chapitre 6.

Liste des principales entités présentes dans le périmètre de consolidation des données sociales ou environnementales au 31/12/2017	Périmètre indicateurs environnementaux	Périmètre indicateurs sociaux
Citelum		X
EES	X	
CHAM		X
Royaume-Uni		
EDF Trading		X
EDF Energy	X	X
Italie		
Edison dont Fenice	X	X
Autres international		
EDF Luminus (Belgique)	X	X
EDF Belgium (Belgique)	X	
EDF Polska (Pologne)*	X	X
Kogeneracja (Pologne)*	X	X
Zielona Gorá (Pologne)*	X	X
EDF Paliwa (Pologne)*		X
EDF Norte Fluminense (Brésil)	X	X
Meco (Vietnam)	X	X
China Holding (Chine)		X

* Ces sociétés ont été cédées le 13 novembre 2017.

Évolution des périmètres

Les sociétés polonaises ont été cédées le 13 novembre 2017. Les capacités de leurs centrales de production sont ramenées à zéro au 31 décembre 2017. En revanche, les autres indicateurs environnementaux sont reportés au *pro rata* des jours de détention par EDF ⁽¹⁾. EDF Démász a été cédée en 2016. Dalkia consolide Tiru dans ses chiffres depuis le 1^{er} janvier 2017.

3.7.2.2 Précisions sur les données environnementales

L'élaboration des données environnementales de ce rapport s'appuie sur des fiches descriptives et méthodologiques. Il s'agit du référentiel de *reporting* du Groupe en vigueur en 2017. L'ensemble des indicateurs relatifs aux consommations et aux émissions sont liés au processus de production d'électricité et de chaleur et aux autres processus relatifs à ces activités.

Les indicateurs environnementaux de Dalkia sont reportés sur une année glissante, du 1^{er} décembre N-1 au 30 novembre N.

Précisions sur les indicateurs relatifs à l'eau prélevée et restituée

Les indicateurs relatifs à l'eau de refroidissement comprennent l'eau prélevée et restituée en rivière, en mer et en nappes phréatiques. Pour les CNPE situés en bord de mer et pour les centrales thermiques, les quantités d'eau de refroidissement prélevées/restituées sont calculées sur la base des temps de fonctionnement et des débits nominaux des pompes.

Cet indicateur n'est pas collecté par EDF RE, filiale d'EDF Énergies Nouvelles aux États-Unis, et certains sites d'Edison (dans le périmètre de Fenice).

Précisions sur les émissions dans l'air

Émissions directes

Les émissions de CO₂, SO₂, N₂O, NO_x et CH₄ des centrales thermiques du groupe EDF sont mesurées ou calculées sur la base des analyses des combustibles ou sur la base de facteurs d'émissions standards. N'étant pas significatives, les émissions fugitives de CO₂ et CH₄ des barrages des entités du périmètre de consolidation ne sont pas incluses dans le calcul de l'indicateur.

Les émissions de SF₆ du Groupe sont calculées, en priorité, sur la base d'un bilan de massique ou à défaut, dans une moindre mesure, à partir d'une méthode d'estimation validée par la direction.

Les centrales CCG, hors EDF, ne reportent pas les émissions de poussière, sans impact significatif à l'échelle du Groupe. La société MECO ne collecte pas les émissions de N₂O et SF₆, également sans impact significatif à l'échelle du Groupe.

Les coefficients de pouvoir de réchauffement global (PRG) ont été mis à jour pour 2017 selon les recommandations de l'ADEME et du GIEC ⁽²⁾. Ils sont de 30 pour le CH₄, 23 500 pour le SF₆ et 265 pour le N₂O.

Émissions indirectes

EDF établit annuellement un Bilan GES au périmètre du Groupe. Le périmètre de l'exercice 2016 couvre l'ensemble des sociétés ayant des émissions directes et consolidées financièrement par intégration globale. Sur ce périmètre, les émissions directes et indirectes (scopes 1, 2 et 3) sont calculées suivant les principes du GHG Protocol Corporate Standard. Les éventuelles émissions indirectes associées aux investissements du Groupe dans des actifs non consolidés n'ont pas été incluses.

Le bilan GES 2016 nous a permis d'identifier les postes significatifs d'émission retenus pour l'exercice 2017. En effet, en 2016, les deux postes représentant les plus fortes contributions aux émissions de GES sont : les émissions directes de CO₂ avec 47,7 millions de tonnes (38 % des émissions totales) et les émissions indirectes associées à la combustion du gaz vendu à nos clients finaux (38 % des émissions totales).

(1) Le dernier reporting environnemental des sociétés polonaises a été réalisé au 31/10/17. Compte tenu de la représentativité de certains indicateurs sur le chiffre consolidé du Groupe, une estimation des valeurs au 13/11/17 a été calculée. Cette estimation s'est basée sur une extrapolation linéaire pondérée par l'accroissement de la production observée entre ces deux dates. Les derniers chiffres reportés ont été utilisés pour les indicateurs non corrélés à la production.

(2) V^e rapport du GIEC (2013) : <http://www.ecoinvent.org/database/>.

3. INFORMATIONS ENVIRONNEMENTALES ET SOCIÉTALES – RESSOURCES HUMAINES

Dispositif de reporting et éléments méthodologiques

Précisions sur les déchets conventionnels

Les données relatives aux déchets conventionnels ont été obtenues sur la base des informations disponibles à la date de clôture concernant les quantités évacuées et les filières d'élimination. Il est à noter que les données reportées ne sont pas exhaustives pour ce qui concerne les déchets industriels conventionnels de Tiru, Dalkia et EDF Énergies Nouvelles et de certains sites opérationnels d'Edison (périmètre Fenice), ces données ne pouvant être à ce stade reportées dans les délais de reporting du Groupe.

Les déchets de construction et déconstruction sont pris en compte dans le présent reporting lorsque leur gestion relève de la responsabilité du groupe EDF. Les déchets dont la gestion relève de la responsabilité des prestataires ne sont en revanche pas pris en compte. Concernant Enedis, le reporting des déchets est réalisé sur une année glissante, du 1^{er} novembre N - 1 au 31 octobre N.

Précisions sur les déchets radioactifs

Concernant EDF

Les indicateurs relatifs aux « déchets radioactifs de très faible activité (TFA) issus de l'activité et de la déconstruction » tiennent compte :

- du volume réel des déchets TFA directement évacués au Centre industriel de regroupement, d'entreposage et de stockage (CIREs) depuis les sites de production, qui correspond :
 - au volume de déchets produits dans l'année pour les sites en fonctionnement,
 - au volume de déchets expédiés dans l'année pour les sites en déconstruction ;
- du volume réel des colis de déchets TFA expédiés au CIREs depuis Centraco (après transformation) liés au traitement par incinération et par fusion des déchets métalliques EDF. Le volume à attribuer aux sites en fonctionnement et aux sites en déconstruction est déterminé au prorata des tonnages livrés par les sites en fonctionnement et par les sites en déconstruction.

Les indicateurs relatifs aux « déchets radioactifs de faible et moyenne activité vie courte (FMA-VC) issus de l'activité et de la déconstruction » tiennent compte :

- du volume réel des déchets FMA-VC directement évacués au Centre de Stockage de l'Aube (CSA) depuis les sites de production, qui correspond :
 - au volume de déchets produits dans l'année pour les sites en fonctionnement,
 - au volume de déchets expédiés dans l'année pour les sites en déconstruction ;
- du volume réel des colis de déchets FMA expédiés au CSA depuis Centraco (après transformation) liés au traitement par incinération et par fusion des déchets EDF. Le volume à attribuer aux sites en fonctionnement et aux sites en déconstruction est déterminé au prorata des tonnages livrés par les sites en fonctionnement et par les sites en déconstruction.

Depuis 2016, la réduction de volume apportée par le traitement avant stockage (par l'Andra) est également appliquée aux déchets TFA et également aux colis envoyés par Centraco, le cas échéant. Il intègre la réduction de volume apportée par le traitement avant stockage (cas des déchets supercompactés).

Pour l'indicateur « Déchets radioactifs solides de haute et moyenne activité à vie longue », le conditionnement des déchets est pris en compte dans le calcul.

Compte tenu des contraintes techniques liées aux opérations de traitement, les colis sont produits environ 10 ans après que les combustibles ont effectivement généré les déchets. Ainsi, l'indicateur est une estimation qui repose sur la pérennité des pratiques actuelles en matière de conditionnement des déchets à vie longue et qui projette sur l'avenir proche le ratio de conditionnement actuel (nombre de colis réalisés effectivement suite au traitement d'une tonne de combustible). Ce ratio dépend essentiellement des mélanges effectués pour optimiser les opérations et est une combinaison :

- pour les déchets directement issus des combustibles usés : de facteurs issus de l'inventaire national des matières et déchets radioactifs réalisé par l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (ANDRA) ;

- pour les déchets non issus directement du combustible (grappes de commande...) et pour lesquels une durée de vie moyenne de 10 ans est postulée : sur la base d'un retour d'expérience.

Concernant EDF Energy

Les données relatives à l'indicateur « Déchets radioactifs de Moyenne Activité » des activités nucléaires d'EDF Energy sont fondées sur l'inventaire des déchets radioactifs produits dans l'année, établi tous les trois ans par la *Nuclear Decommissioning Authority*. Il s'agit d'une estimation du volume annuel des déchets qui seront considérés et classifiés comme des déchets radioactifs à Moyenne Activité à la fin de vie des sites de production nucléaire. Ces estimations incluent les conditionnements qui seront nécessaires pour assurer le transport des déchets hors des sites. L'ensemble des déchets radioactifs de moyenne activité sont entreposés sur les sites de production nucléaire dans l'attente d'une décision nationale sur leur traitement final. Une mise à jour de l'inventaire national a été réalisée en 2016 et l'inventaire a été publié sur le site officiel du « UK Radioactive Waste Inventory »⁽¹⁾.

Les « Déchets radioactifs de Faible Activité » incluent les dessicants qui sont expédiés en traitement sous forme de déchets de Moyenne Activité conformément à la réglementation en vigueur.

Précisions sur les rejets d'activité

Les rejets d'activité dans l'air et dans l'eau du groupe EDF en France font l'objet de mesures continues. Les données pour EDF sont calculées sur la base de :

- données mesurées pour le tritium, sur la période de décembre N - 1 à novembre N ;
- données mesurées en 2017 et calculées à partir de la production des années précédentes, pour le carbone 14, de janvier N à décembre N.

La méthodologie de consolidation tient compte du nombre de réacteurs à EDF et d'unités opérationnelles à SOCODEI.

Précisions sur la quantité d'électricité et de chaleur produite à partir d'énergies renouvelables

Pour Dalkia, la quantité d'électricité et de chaleur produite à partir d'énergies renouvelables est calculée au prorata des quantités d'énergie renouvelable entrante dans leurs systèmes.

3.7.2.3 Précisions sur les données sociales

Depuis 2011, la population considérée dans la collecte est l'ensemble des salariés ayant un contrat de travail non suspendu avec une des sociétés du Groupe.

Précision sur le calcul des effectifs et mouvements

Pour les entités sorties du périmètre de consolidation au cours de l'année considérée :

- les indicateurs calculés en cumul depuis le début de l'année prennent en compte ces entités pour la période où elles appartenaient au périmètre de consolidation ;
- les indicateurs à date mesurés au 31 décembre représentent la situation à la fin de l'année et ne prennent pas en compte les entités sorties du périmètre de consolidation.

L'effectif comprend des salariés qui sont co-employés par EDF et ENGIE. Ainsi, un employé travaillant à 50 % pour EDF est compté pour 0,5 dans l'effectif publié.

Les indicateurs « Autres arrivées » et « Autres départs » comprennent notamment :

- les mouvements entre sociétés du Groupe ;
- les mouvements des effectifs bénéficiant du statut des Industries électriques et gazières, conformément à une convention sectorielle (statut des IEG) ;
- les mouvements de certaines catégories de salariés, notamment les alternants, les médecins et les personnels mis à disposition d'organismes externes.

Ces mouvements ne sont donc pas comptabilisés dans les embauches, démissions ou licenciements.

Précision sur le calcul de l'absentéisme

EDF prend en compte, dans son calcul de l'absentéisme, les absences correspondant aux motifs suivants : les absences pour maladie, les absences pour accident du travail et de trajet ainsi que les absences diverses telles que les absences non rémunérées et les absences injustifiées, notamment. Les absences relatives aux

(1) <https://ukinventory.nda.gov.uk>.

activités sociales et syndicales, les congés de préretraite et les absences maternelles sont exclus. Le nombre d'heures travaillées pris en compte pour le calcul du taux d'absentéisme est le nombre d'heures théoriques travaillées.

Au niveau Groupe, l'indicateur « nombre de jours moyen d'absences » est la somme des absences pour maladies, décomptées en jours ouvrés au prorata du temps de travail des salariés, et des absences dues aux accidents du travail, décomptées en jours calendaires.

Précision sur les indicateurs d'accidentologie

Pour EDF et Enedis, les données relatives au nombre d'accidents survenus au cours de l'année sont extraites du SI Sécurité PREVENSISS et la donnée relative au nombre de jours d'arrêt pour accident du travail pour les salariés sont extraites de l'outil SI RH (Sprint).

Le taux de fréquence des salariés n'intègre pas les accidents de trajet entre le domicile et le lieu de travail. Les accidents routiers peuvent être pris en compte lorsque la législation locale les considère comme accidents de travail. Le nombre d'accidents mortels prend en compte les accidents de travail et les accidents de trajet des employés. Il n'intègre pas les accidents mortels de sous-traitants. Les heures travaillées prises en compte pour le calcul du taux de fréquence sont des heures réelles correspondant aux heures d'« exposition aux risques » selon la CNAM.

Précision sur l'intégration des données santé sécurité

En 2017, les données santé sécurité de la filiale IMTECH (intégrée dans le Groupe en 2017) détenue à 50 % par EDF Energy et 50 % par Dalkia ont été intégrées à 100 % dans les données de Dalkia.

Précision sur le décompte des maladies professionnelles

Courant 2015, le processus de recensement des maladies professionnelles des agents en activité pour EDF SA a évolué. Pour s'assurer qu'un traitement harmonisé soit apporté à toutes les déclarations de maladies professionnelles et que le nombre de maladies professionnelles publié corresponde bien au nombre de maladies professionnelles déclarées dans l'année et non rejetées par la CPAM, EDF SA a mis en place une gestion centralisée des déclarations.

Le chiffre publié pour 2017 correspond aux maladies professionnelles déclarées et non rejetées par la CPAM au 31 décembre de l'année 2017 et ne sera consolidé que dans le bilan 2018. Le chiffre 2016 est lui définitivement consolidé. Cette situation est due au fait que des certificats médicaux initiaux datés de 2017 parviendront dans encore dans les unités et donc au PCST dans les mois à venir.

Ce décalage dans le temps permet de prendre en compte les dossiers arrivés après le 31 décembre de l'année considérée et de retirer du décompte les dossiers qui ont été rejetés au titre de ladite année.

Précision sur les indicateurs de formation

Les formations pour lesquelles les justificatifs ne sont pas reçus à la date de clôture du reporting ne sont pas prises en compte.

Le nombre d'heures de formation intègre les heures passées en école par les contrats de professionnalisation.

Précision sur les indicateurs de suivi des salariés en situation de handicap

Dans les pays où la réglementation n'impose pas de déclaration obligatoire du nombre d'employés en situation de handicap, la donnée reportée est communiquée sur la base des déclarations volontaires des salariés. Certaines filiales ne communiquent pas de données sur cette thématique.

3.

3.7.3 INDICATEURS

3.7.3.1 Indicateurs économiques

	Unité	2017	2016	2015	Réf. GRI ⁽¹⁾
Indicateur économique - EDF					
Montant des indemnités versées ou à verser suite à une décision judiciaire en matière d'environnement ⁽²⁾	k€	0,0	21,0	10,5	EN 29
Management de l'environnement - Groupe					
% du chiffre d'affaires consolidé Groupe couvert par une certification ISO 14001 ⁽³⁾	%	98,4	98,0	98,1	

(1) GRI - Global Reporting Initiative, version G4.

(2) Hors frais de justice et pour les décisions judiciaires définitives.

(3) Hors sociétés en indépendance de gestion.

3.7.3.2 Indicateurs environnementaux

Les tableaux suivants synthétisent les principaux indicateurs environnementaux au périmètre du groupe EDF. Tout autre périmètre est indiqué au cas par cas.

	Unité	2017	2016	2015	Réf. GRI ⁽¹⁾
Combustibles & matières premières – consommation de combustibles					
Combustible nucléaire chargé en réacteur – EDF	t	1 104	1 042	1 120	EN 1
Charbon	kt	9 902	9 306	15 065	EN 1
Fioul lourd	kt	931	885	867	EN 1
Fioul domestique	kt	375	371	368	EN 1
Gaz naturel	GWh PCI	106 125	110 720	100 013	EN 1
Gaz industriel	GWh PCI	371	335	4	EN 1
Biomasse	kt	2 254	2 676	3 172	EN 1
Eau – matières premières consommées provenant de sources externes à l'entreprise					
Eau de refroidissement prélevée	10 ⁹ m ³	47,6	47,3	49,3	EN 8
dont la part eau douce	10 ⁹ m ³	16,0	16,2	18,3	EN 8
dont la part eau saumâtre (ou d'estuaire)	10 ⁹ m ³	6,4	6,1	5,2	EN 8
Eau de refroidissement restituée	10 ⁹ m ³	47,0	46,8	48,7	EN 22

3. INFORMATIONS ENVIRONNEMENTALES ET SOCIÉTALES – RESSOURCES HUMAINES

Dispositif de reporting et éléments méthodologiques

	Unité	2017	2016	2015	Réf. GRI ⁽¹⁾
dont la part eau douce	10 ⁹ m ³	15,5	15,7	17,8	EN 22
dont la part eau saumâtre (ou d'estuaire)	10 ⁹ m ³	6,4	6,1	5,2	EN 22
Air – émissions de gaz					
Émissions directes de CO ₂ , dues à la production d'électricité et de chaleur (incluant les installations non soumises aux quotas) √	Mt	50,5	47,7	59,1	EN 15
Émissions indirectes de CO ₂ , dues à la combustion du gaz vendu aux clients finals	Mt équ.CO ₂	48,8	47,5	n.c.	EN 17
Émissions de SO ₂	kt	31,2	37,3	70,0	EN 21
Émissions de NO _x	kt	63,0	59,5	92,2	EN 21
Poussières	t	4 170	2 783	4 385	EN 21
Émissions de CH ₄	kt équ. CO ₂	45,8	44,4	37,3	EN 15
Émissions de N ₂ O	kt équ. CO ₂	186,9	267,1	238,9	EN 15
Émissions de SF ₆ – EDF	kt équ. CO ₂	38,5	52,1	58,6	EN 15
Émissions de SF ₆	kt équ. CO ₂	53,0	67,5	80,3	EN 15
Déchets conventionnels					
Déchets dangereux	t	52 659	51 643	64 411	EN 23
Déchets non dangereux	t	557 454	623 957	389 471	EN 23
Déchets industriels conventionnels valorisés ou évacués en vue de valorisation	t	518 591	607 171	365 744	EN 23
Cendres produites	kt	1 105	1 205	2 657	EN 23
Énergie					
Énergies renouvelables : production d'électricité d'origine hydraulique (hors marine)	GWh	40 229	46 045	43 439	
Énergies renouvelables : quantité d'électricité et de chaleur produite à partir d'énergies renouvelables (hors hydraulique)	GWh	22 557	20 900	19 163	
Consommation directe d'énergie, répartie par source primaire					
Consommations internes, électricité de pompage	TWh	7,1	7,0	7,0	EN 3

(1) GRI : Global Reporting Initiative, version G4.

√ : indicateur 2017 ayant fait l'objet d'une vérification en assurance raisonnable par KPMG S.A.

INDICATEURS NUCLÉAIRES – GROUPE EN FRANCE

	Unité	2017	2016	2015	Réf. GRI
Rejets d'activité dans l'eau⁽¹⁾					
Carbone 14	GBq/un. opér.	9,539	12,853 (11,712)*	12,9 (12,7)*	EN 24
Tritium	TBq/un. opér.	15,592	17,423 (17,105)*	18,1 (17,77)*	EN 24
Rejets d'activité dans l'air⁽¹⁾					
Carbone 14	TBq/un.opér.	0,148	0,161 (0,156)*	0,17 (0,17)*	EN 21
Tritium	TBq/un.opér.	0,447	0,640 (0,455)*	0,50 (0,50)*	EN 21
Combustible					
Combustible nucléaire usé évacué	t	1 161	1 170	1 216	EN 25
Déchets nucléaires de déconstruction					
Déchets radioactifs de Très Faible Activité (TFA)	m ³	1 186	2 171	1 847	EN 25
Déchets radioactifs de Faible et Moyenne Activité (FMA)	m ³	410	443	914	EN 25
Déchets nucléaires d'activité					
Déchets radioactifs solides de Très Faible Activité	m ³	3 535,9	3 472,1	(2 488,8)*	EN 25
	m ³ /TWh	-	8,849	6,0 (5,98)*	EN 25
Déchets radioactifs solides de Faible et Moyenne Activité à Vie courte	m ³	5 603,4	5 687,0	(6 842,3)*	EN 25
	m ³ /TWh	-	14,764	16,4 (16,3)*	EN 25
Déchets radioactifs solides de Haute et Moyenne Activité à Vie longue	m ³	300,2	299,7	375,0	EN 25
	m ³ /TWh	-	0,873	0,88	EN 25

NB. Par souci d'homogénéisation d'unités de mesures, les déchets radioactifs seront ramenés à m³. Les anciennes valeurs en m³/TWh sont présentées à titre indicatif. Les rejets radioactifs sont présentés par réacteurs et unités opérationnelles.

(1) La méthodologie concernant les rejets nucléaires a été mise à jour en 2017 (voir § 3.7.2 « Éléments méthodologiques sur les données environnementales et sociales »).

* Les valeurs déterminées selon les nouvelles méthodologies sont présentées entre parenthèses.

INDICATEURS NUCLÉAIRES – GROUPE AU ROYAUME-UNI

	Unité	2017	2016	2015	Réf. GRI
Rejets d'activité dans l'eau					
Tritium – réacteur AGR (<i>Advanced Gas-cooled Reactor</i>)	TBq/réact.	154,770	156,154	120	EN 24
Tritium – réacteur PWR (<i>Pressurised Water Reactor</i>)	TBq/réact.	31,928	23,374	19	EN 24
Rejets d'activité dans l'air					
Carbone 14 – réacteur AGR	TBq/réact.	0,889	0,762	0,69	EN 21
Carbone 14 – réacteur PWR	TBq/réact.	0,221	0,231	0,24	EN 21
Tritium – réacteur AGR	TBq/réact.	0,614	0,674	0,71	EN 21
Tritium – réacteur PWR	TBq/réact.	0,697	0,557	0,68	EN 21
Combustible					
Uranium évacué	t	197	180	172	EN 25
Déchets nucléaires					
Déchets radioactifs à Faible Activité évacués	m ³	453	774	485	EN 25
Déchets radioactifs à Moyenne Activité générés	m ³	161	161	178	EN 25

3. INFORMATIONS ENVIRONNEMENTALES ET SOCIÉTALES – RESSOURCES HUMAINES

Dispositif de reporting et éléments méthodologiques

3.7.3.3 Indicateurs sociaux

GROUPE EDF	Unité	2017	2016	2015	Réf. GRI
Effectif au 31/12/2017 et répartition					
EDF	Nombre	66 789	68 464	71 580	
Enedis		38 888	38 742	30 930	
TOTAL groupe EDF ✓	Nombre	152 033	154 845	159 112	G4-10
Répartition des salariés par âge					
Salariés de moins de 25 ans ✓	%	7 %	7 %	8 %	
Salariés de 25 à 35 ans ✓	%	30 %	29 %	28 %	
Salariés de 36 à 45 ans ✓	%	26 %	26 %	25 %	
Salariés de 46 à 55 ans ✓	%	26 %	27 %	28 %	
Salariés de 56 ans et plus ✓	%	11 %	11 %	11 %	
Répartition des salariés par zone géographique					
France	Nombre	129 881	129 703	133 406	
Grande-Bretagne	Nombre	14 753	14 370	14 908	
Italie	Nombre	5 144	4 949	4 950	
Belgique	Nombre	1 940	1 708	1 583	
Autres international	Nombre	315	4 115	4 265	
Nombre de cadres	Nombre	45 517	45 474	45 935	G4-10
Pourcentage de femmes dans le collège Cadres	%	32,5 %	31,06 %	30,0 %	G4 LA 12
Nombre de non-cadres	Nombre	106 515	109 372	113 177	G4 LA 12
Égalité professionnelle					
Effectif hommes ✓	Nombre	112 504	114 503	117 295	G4 LA 12
Effectif femmes ✓	Nombre	39 529	40 342	41 817	G4 LA 12
Hommes cadres	Nombre	32 654	32 941	33 383	G4 LA 12
Femmes cadres	Nombre	12 863	12 533	12 552	G4 LA 12
Embauches/Départs					
Embauches	Nombre	9 398	7 724	8 866	G4-LA1
Autres arrivées ⁽²⁾	Nombre	9 999	8 270	8 466	G4-LA1
Départs retraite/inactivité	Nombre	5 031	6 591	4 722	G4-LA1
Démissions ⁽³⁾	Nombre	2 397	2 062	2 104	G4-LA1
Licenciements – révocations - mises en inactivité d'office	Nombre	2 140	1 882	1 097	G4-LA1
Autres départs ⁽²⁾	Nombre	7 825	8 152	8 289	G4-LA1
Turn-over ⁽⁴⁾	%	6,13	5,89	5,30	G4-LA1
Rémunérations					
Rémunérations brutes totales	Millions d'euros	Cf. note 10.1 charges de personnel	Cf. note 10.1 Charges de personnel	Cf. p. 66	
Salariés à temps partiel	Nombre	9 264	10 061	11 491	G4-10
Absentéisme					
Nombre de jours moyen d'absence (maladie + accident)	Nombre	9,19	9,55	9,2	
Conditions d'hygiène et de sécurité					
Accidents mortels	Nombre	6	1	3	G4 LA 6
Taux de fréquence salariés ⁽⁵⁾		2,7	2,7	3,2	G4 LA 6
Accidents du travail (avec arrêt d'un jour ou plus)	Nombre	613	645	757	G4 LA 6
Taux de gravité ⁽⁶⁾		0,15	0,16	0,20	G4 LA 6
Relations professionnelles					
Pourcentage d'employés couverts par des conventions collectives	%	89 %	91 %	90 %	G4-11

(1) Ce pourcentage représente le nombre de femmes cadres/le nombre de femmes salariées.

(2) Les entrées ou sorties de périmètre sont comptées respectivement en : « Autres arrivées » et « Autres départs ». Les entrées d'alternants sont comptabilisées dans « Autres entrées ».

(3) Les fins des contrats particuliers (dont les alternants) sont comptés dans « Autres départs » quelle que soit la suite donnée. Les départs en cours de période d'essai sont comptés en « Autres départs ».

(4) Le turn-over est calculé comme suit : entrées (nombre d'embauches) + sorties des effectifs (nombre de départs en retraite + nombre de démissions + nombre de licenciements, révocations), mises en inactivité d'office) divisé par deux rapporté à l'effectif total physique de fin de période multiplié par 100.

(5) Le taux de fréquence représente le nombre d'accident du travail en service avec arrêt d'un jour ou plus pour un million d'heures travaillées.

(6) Le taux de gravité représente le nombre de jours d'arrêt pour un millier d'heures travaillées.

✓ : indicateur 2017 ayant fait l'objet d'une vérification en assurance raisonnable par KPMG S.A.

INFORMATIONS ENVIRONNEMENTALES ET SOCIÉTALES – RESSOURCES HUMAINES

Dispositif de reporting et éléments méthodologiques

GROUPE EDF	Unité	2017	2016	2015	Réf. GRI
Formation					
Nombre total d'heures de formation	Nombre	7 830 735	8 306 479	9 085 028	G4 LA 9
Nombre de salariés ayant bénéficié d'une formation	Nombre	129 479	133 130	138 839	GA LA 9
Emploi et insertion des travailleurs en situation de handicap					
Nombre d'employés en situation de handicap ⁽⁷⁾	Nombre	5 279	5 211	5 232	G4 LA 12

(7) Dans certaines filiales, cette donnée est déclarative.

EDF SA	Unité	2017	2016	2015	Réf. GRI
Effectif au 31/12 & répartition					
Statutaires (au 31/12)	Nombre	62 501	64 300	67 088	G4 10
Non statutaires CDI	Nombre	505	487	479	G4 10
Non statutaires CDD	Nombre	3 783	3 677	4 013	G4 10
Total non statutaires	Nombre	4 288	4 164	4 492	G4 10
Effectif total	Nombre	66 789	68 464	71 580	G4 9
<i>Nombre de cadres</i>					
Pourcentage de femmes dans le collège Cadres	%	29,4	28,6 %	28,4 %	G4 LA 12
<i>Nombre de non-cadres</i>					
Techniciens et agents de maîtrise	Nombre	37 061	38 060	40 388	G4 LA 12
Agents d'exécution	Nombre	30 551	31 354	33 016	G4 LA 12
Égalité professionnelle					
Effectif hommes	Nombre	47 260	47 490	49 099	G4 LA 12
Effectif femmes	Nombre	20 604	20 974	22 481	G4 LA 12
Hommes cadres	Nombre	20 996	21 718	22 315	G4 LA 12
Femmes cadres	Nombre	8 732	8 686	8 877	G4 LA 12
Embauches/départs					
Embauches	Nombre	1 890	1 889	2 760	G4 LA 1
Intégration & réintégration	Nombre	284	278	256	G4 LA 1/LA 3
Autres arrivées ⁽¹⁾	Nombre	2 689	2 589	2 809	G4 LA 1
Départs retraite/inactivité	Nombre	2 775	3 696	2 433	G4 LA 1
Démissions	Nombre	158	146	110	G4 LA 1
Licenciements, révocations, mises en inactivité d'office	Nombre	18	27	23	G4 LA 1
Décès	Nombre	53	69	77	G4 LA 1/LA 6
Autres départs ⁽¹⁾	Nombre	3 536	3 935	3 786	G4 LA 1
Heures supplémentaires					
Volume d'heures supplémentaires	En milliers	3 161	2 887	2 835	
<i>Main-d'œuvre extérieure</i>					
Nombre moyen mensuel d'intérimaires ⁽²⁾	Nombre	1 120	1 315	1 510	G4 10
Organisation du temps de travail					
Salariés à temps plein	Nombre	61 821	62 641	64 318	G4 10
Salariés à temps partiel	Nombre	4 967	5 822	7 261	G4 10
Salariés en service continu	Nombre	6 530	6 597	6 860	G4 10
Absentéisme					
Absentéisme	%	3,8	3,8 %	3,7 %	G4 LA 6
Heures maternité & congés familiaux/ durée effective du travail	%	0,9	0,90 %	0,8 %	G4 LA 6
Conditions d'hygiène et de sécurité					
Nombre de maladies professionnelles ⁽³⁾		27	29	64	G4 LA 6
Accidents mortels	Nombre	2	0	0	G4 LA 6
Taux de fréquence salariés		1,9	2,28	2,6	G4 LA 6
Taux de gravité		0,14	0,127	0,16	G4 LA 6
Accidents du travail (avec arrêt d'un jour ou plus)	Nombre	181	228	261	G4 LA 6

(1) Les arrivées et départs des cdd saisonniers sont exclus du décompte.

(2) Le chiffre 2017 n'est pas disponible à la date du reporting.

3.

3. INFORMATIONS ENVIRONNEMENTALES ET SOCIÉTALES – RESSOURCES HUMAINES

Notation extra-financière

EDF SA	Unité	2017	2016	2015	Réf. GRI
Rémunérations/Charges de personnel/Intéressement					
Rémunérations mensuelles principales					
Cadres	Euros	4 546	4 518	4 361	G4 EC 1
Techniciens et agents de maîtrise	Euros	2 605	2 618	2 606	G4 EC 1
Agents d'exécution	Euros	1 888	1 889	1 871	G4 EC 1
Charges de personnel	Millions d'euros	6 428	6 597	6 525	G4 EC 1
Montant moyen de l'intéressement par salarié	Euros	1 419	2 000	2 107	G4 EC 1
Relations professionnelles					
Nombre d'accords collectifs signés (France)	Nombre	7	19	2	G4 11/ G4 LA 8
Pourcentage d'employés couverts par des conventions collectives ⁽⁴⁾	%	91	93,5	93 %	G4 11
Formation					
Nombre de salariés ayant bénéficié d'une formation	Nombre	59 000	61 056	63 748	G4 LA 9
Emploi et insertion des travailleurs en situation de handicap					
Nombre d'employés en situation de handicap	Nombre	2 215	2 150	2 157	G4 LA 12
Nombre de travailleurs en situation de handicap embauchés	Nombre	93	76	91	G4 LA 12
Œuvres sociales					
Budget des Comités (montant comptabilisé au titre du 1 %)	Millions d'euros	187	182,7	201	

(3) voir section 3.7.2.3 « précisions sur les données sociales ».

(4) Les employés d'EDF SA ne dépendent pas d'une convention collective au sens de la loi mais du Statut des Industries Electriques et Gazières.

3.8 NOTATION EXTRA-FINANCIÈRE

Les évaluations des principales agences de notation spécialisées et de gestionnaires de fonds éthiques indiquent la performance du Groupe en matière de RSE, dans son secteur de référence. Les évaluations et récompenses soulignent la reconnaissance externe de la performance Développement durable du Groupe. En 2017, les bons résultats d'EDF ont été confirmés : maintien dans l'indice DJSI World et progression dans toutes les notations.

INDICES BOURSIERS ÉTHIQUES ET ÉVALUATIONS DES AGENCES DE NOTATION EXTRA-FINANCIÈRES

Dow Jones Sustainability Indexes (DJSI)

En 2017, EDF obtient l'excellent score de 84 sur 100, et surtout figure pour la 2^e année consécutive dans le prestigieux indice DJSI World intégré pour la première fois en 2016. Dans son rapport annuel 2018 (Sustainability Yearbook), RobecoSam distingue une nouvelle fois le groupe EDF avec la mention « Bronze Class » qui signifie que le Groupe se situe dans le top 10 % des entreprises les plus performantes de son secteur d'activité (parmi les 98 entreprises du secteur des *Electric Utilities*).

CDP Climate change

En 2017 EDF obtient la note de A- et le niveau *Leadership*. En 2016, EDF avait obtenu la note maximale de A et en 2015 la note de A- (B en 2014 et en 2013, note allant de A à F). La réponse d'EDF est publique sur le site du CDP.

EDF fait partie du *Climate Disclosure Leadership Index* (CDLI) France et Benelux.

CDP Water

EDF a obtenu la note de B en 2017, niveau *Management*, comme en 2016 et en 2015 (échelle de D- à A). La réponse d'EDF est publique sur le site du CDP.

CDP Supply Chain

EDF répond chaque année au CDP *Supply Chain* à la demande de ses clients grands comptes français et étrangers qui sollicitent la réponse du groupe EDF en tant que fournisseur, aussi bien sur la partie *Climate change* que sur la partie *Water* du questionnaire *Supply Chain*.

FTSE4Good

En mars 2012, le groupe EDF a été admis au sein de l'indice FTSE4Good. L'admission d'EDF au FTSE4Good est réexaminée tous les six mois, et EDF a été systématiquement confirmé depuis son entrée dans l'indice. En juillet 2017 l'inclusion du groupe EDF dans l'indice a été une nouvelle fois renouvelée.

En 2016, la notation globale est de 4,6 sur 5, en progression régulière et continue par rapport aux années précédentes (4,5 en 2015 et 4,3 en 2014), et le groupe EDF est le 2^e de son secteur d'activité, parmi toutes les entreprises évaluées en obtenant la performance relative de 99/100. La prochaine évaluation du groupe EDF aura lieu en février 2018.

VigeoEiris

En novembre 2012, Euronext et Vigeo ont lancé conjointement une gamme d'indices distinguant les entreprises cotées en Bourse qui démontrent les meilleures performances en matière de Responsabilité Sociale. Ces indices sont actualisés deux fois par an, en mai et novembre.

À fin novembre 2017, EDF fait partie de tous les indices auxquels il peut prétendre : indices Euronext VigeoEiris 120, Europe 120, Eurozone 120 et France 20. En 2016, EDF a obtenu une note de 60 sur 100, en progression de 2 points par rapport à la précédente notation (58 à fin 2014) et atteint ainsi pour la première fois le niveau « *advanced* ». Il se classe parmi les meilleures des 48 entreprises du secteur des *Electric & Gas Utilities*.

Sustainalytics

En 2017, EDF obtient la note de 82 sur 100, en progression de 4 points par rapport à 2015 (78 sur 100) et de 6 points par rapport à 2014 (et 11 points par rapport à 2013) et se classe 9^e sur les 225 entreprises du secteur des *Utilities*. Il figure parmi les 4 % meilleurs du secteur. Pour la première fois, le groupe EDF est leader parmi ses « *peers* », c'est-à-dire les entreprises de taille comparable dans son secteur d'activité. EDF est membre de l'indice STOXX ESG Leaders Index.

OEKOM

En 2017, EDF a obtenu la note de C+, comme en 2016, 2015 et 2014 (et C en 2013, sur une échelle de D- à A+). Sur les 154 entreprises du secteur des *Utilities* évaluées par Oekom en 2017, EDF fait partie des 20 % meilleures et se trouve être la seule entreprise du secteur à obtenir la note B- sur la partie « Social et Gouvernance » de l'évaluation (contre C+ en 2016, 2015 et 2014), se classant ainsi première sur ce domaine.

Morgan Stanley Capital International (MSCI)

En 2017, EDF obtient le niveau *Advanced Level*, avec un score de A (sur une échelle de CCC à AAA), comme en 2016, 2015 et 2014.

EcoVadis

EDF obtient en novembre 2017 l'excellent score de 75 sur 100 et le niveau *Advanced Level*, en progression de 3 points par rapport à 2016 (72 sur 100) et de

8 points par rapport à 2015. Le groupe EDF se classe parmi les 3 % meilleurs de son secteur d'activité et les 1 % meilleurs tous secteurs confondus. Il obtient la distinction « *Gold Recognition Level* » réservée aux entreprises dont le score est supérieur à 60 sur 100.

AFNOR Acesa Solutions Achats

En 2017, EDF obtient la note de 98 sur 100 en progression de 7 points par rapport à 2016 (91 sur 100) et de 13 points par rapport à 2015 (85 sur 100).

PAP 50 Entreprises

Dans cette étude réalisée tous les trois ans par WWF France sur l'évaluation de la politique papier des 50 plus grandes entreprises françaises, EDF obtient en 2016 la note de 74 sur 100 et se hisse à la 7^e place du classement global (en progression de 22 points par rapport à l'enquête précédente de 2013, 20^e du classement).

Centre Français d'Information sur les Entreprises (CFIE)

Depuis 15 ans, le CFIE publie chaque année une étude sur la qualité de l'information sociale et environnementale dans les rapports annuels des grandes entreprises françaises (principalement les documents de référence). En 2017, pour la première fois, le groupe EDF se classe premier parmi les 22 grandes entreprises évaluées, avec la note de 77,3/100 (75/100 et 2^e sur 36 en 2016, 74/100 et 2^e sur 36 en 2015, 65/100 et 7^e sur 44 en 2014).

3.9 RAPPORT D'ASSURANCE DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

Rapport de l'un des commissaires aux comptes, désigné organisme tiers indépendant, sur les informations sociales, environnementales et sociétales consolidées figurant dans le rapport de gestion

Exercice clos le 31 décembre 2017

Aux actionnaires,

En notre qualité de commissaire aux comptes désigné organisme tiers indépendant de la société, accrédité par le COFRAC sous le numéro 3-1049, nous vous présentons notre rapport sur les informations sociales, environnementales et sociétales consolidées relatives à l'exercice clos le 31 décembre 2017 (ci-après les « Informations RSE »), présentées dans le rapport de gestion inclus au document de référence, en application des dispositions de l'article L.225-102-1 du code de commerce.

Responsabilité de la société

Il appartient au Conseil d'administration d'établir un rapport de gestion comprenant les Informations RSE prévues à l'article R.225-105-1 du code de commerce, préparées conformément aux référentiels utilisés par la société (ci-après les « Référentiels »), dont un résumé figure dans le rapport de gestion inclus au document de référence dans la partie « Dispositifs de reporting et éléments méthodologiques » et disponibles sur demande au siège de la société.

Indépendance et contrôle qualité

Notre indépendance est définie par les textes réglementaires, le code de déontologie de la profession ainsi que les dispositions prévues à l'article L.822-11-3 du code de commerce. Par ailleurs, nous avons mis en place un système de contrôle qualité qui comprend des politiques et des procédures documentées visant à assurer le respect des règles déontologiques et des textes légaux et réglementaires applicables.

Responsabilité de l'organisme tiers indépendant

Il nous appartient, sur la base de nos travaux :

- d'attester que les Informations RSE requises sont présentes dans le rapport de gestion ou font l'objet, en cas d'omission, d'une explication en application du troisième alinéa de l'article R.225-105 du code de commerce (Attestation de présence des Informations RSE) ;
- d'exprimer une conclusion d'assurance modérée sur le fait que les Informations RSE, prises dans leur ensemble, sont présentées, dans tous leurs aspects significatifs, de manière sincère conformément aux Référentiels (Avis motivé sur la sincérité des Informations RSE) ;
- d'exprimer, à la demande de la société et en dehors du champ d'accréditation, une conclusion d'assurance raisonnable sur le fait que les informations sélectionnées par la société et identifiées par le signe √ dans le chapitre 3 du rapport de gestion inclus au document de référence ont été établies, dans tous leurs aspects significatifs, conformément aux Référentiels (Rapport d'assurance raisonnable sur une sélection d'informations RSE).

Il ne nous appartient pas en revanche de nous prononcer sur la conformité aux autres dispositions légales applicables le cas échéant, en particulier celles prévues par l'article L. 225-102-4 du code de commerce (plan de vigilance) et par la loi n° 2016-1691 du 9 décembre 2016 dite Sapin II (lutte contre la corruption).

Nos travaux ont mobilisé les compétences de douze personnes et se sont déroulés entre octobre 2017 et février 2018 sur une durée totale d'intervention d'environ vingt semaines. Nous avons fait appel, pour nous assister dans la réalisation de nos travaux, à nos experts en matière de RSE.

Nous avons conduit les travaux décrits ci-après conformément à l'arrêté du 13 mai 2013 déterminant les modalités dans lesquelles l'organisme tiers indépendant conduit sa mission ainsi qu'à la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des commissaires aux comptes relative à cette intervention et, concernant l'avis motivé de sincérité et le rapport d'assurance raisonnable, à la norme internationale ISAE 3000.

1. Attestation de présence des Informations RSE

Nature et étendue des travaux

Nous avons pris connaissance, sur la base d'entretiens avec les responsables des directions concernées, de l'exposé des orientations en matière de développement durable, en fonction des conséquences sociales et environnementales liées à l'activité de la société et de ses engagements sociétaux et, le cas échéant, des actions ou programmes qui en découlent.

Nous avons comparé les Informations RSE présentées dans le rapport de gestion inclus au document de référence avec la liste prévue par l'article R.225-105-1 du code de commerce.

En cas d'absence de certaines informations consolidées, nous avons vérifié que des explications étaient fournies conformément aux dispositions de l'article R.225-105 alinéa 3 du code de commerce.

Nous avons vérifié que les Informations RSE couvraient le périmètre consolidé, à savoir la société ainsi que ses filiales au sens de l'article L.233-1 et les sociétés qu'elle contrôle au sens de l'article L.233-3 du code de commerce avec les limites précisées dans la note méthodologique présentée au paragraphe 3.7 « Dispositifs de reporting et éléments méthodologiques » du rapport de gestion inclus au document de référence.

Conclusion

Sur la base de ces travaux et compte tenu des limites mentionnées ci-dessus, nous attestons de la présence dans le rapport de gestion inclus au document de référence des Informations RSE requises.

2. Avis motivé sur la sincérité des Informations RSE

Nature et étendue des travaux

Nous avons mené une quarantaine d'entretiens avec les personnes responsables de la préparation des Informations RSE auprès des directions en charge des processus de collecte des informations et, le cas échéant, responsables des procédures de contrôle interne et de gestion des risques, afin :

- d'apprécier le caractère approprié des Référentiels au regard de leur pertinence, leur exhaustivité, leur fiabilité, leur neutralité, leur caractère compréhensible, en prenant en considération, le cas échéant, les bonnes pratiques du secteur ;
- de vérifier la mise en place d'un processus de collecte, de compilation, de traitement et de contrôle visant à l'exhaustivité et à la cohérence des Informations RSE et prendre connaissance des procédures de contrôle interne et de gestion des risques relatives à l'élaboration des Informations RSE.

Nous avons déterminé la nature et l'étendue de nos tests et contrôles en fonction de la nature et de l'importance des Informations RSE au regard des caractéristiques de la société, des enjeux sociaux et environnementaux de ses activités, de ses orientations en matière de développement durable et des bonnes pratiques sectorielles.

Pour les informations RSE que nous avons considérées les plus importantes présentées dans les tableaux ci-après :

- au niveau de l'entité consolidante et des divisions, nous avons consulté les sources documentaires et mené des entretiens pour corroborer les informations qualitatives (organisation, politiques, actions), nous avons mis en œuvre des procédures analytiques sur les informations quantitatives et vérifié, sur la base de sondages, les calculs ainsi que la consolidation des données et nous avons vérifié leur cohérence et leur concordance avec les autres informations figurant dans le rapport de gestion ;
- au niveau d'un échantillon représentatif d'entités que nous avons sélectionnées en fonction de leur activité, de leur contribution aux indicateurs consolidés, de leur implantation et d'une analyse de risque, nous avons mené des entretiens

pour vérifier la correcte application des procédures et pour identifier d'éventuelles omissions et mis en œuvre des tests de détail sur la base d'échantillonnages, consistant à vérifier les calculs effectués et à rapprocher les données des pièces justificatives. L'échantillon ainsi sélectionné représente 91%

des effectifs considérés comme grandeur caractéristique du volet social, et entre 21% et 100% des données environnementales considérées comme grandeurs caractéristiques du volet environnemental (listées dans le tableau des indicateurs environnementaux ci-dessous) :

Indicateurs quantitatifs sociaux et sécurité	Niveau d'assurance
Effectif au 31.12, ventilé par âge et par sexe	Raisonnable
Effectif cadre, ventilé par sexe	Modéré
Embauches	
Autres arrivées	
Départs retraite/inactivité	
Démissions	
Licenciements – révocations – mises en inactivité d'office	
Autres départs	
Nombre total d'heures de formation	
Nombre de salariés ayant bénéficié d'une formation	
Nombre de jours moyen d'absence (maladie + accident)	
Nombre de maladies professionnelles déclarées dans l'année (EDF)	
Accidents mortels (salariés) – Accidents mortels (prestataires)	
Accidents du travail (avec arrêt d'un jour ou plus) (salariés)	
Taux de fréquence (salariés)	
Taux de gravité (salariés)	
Pourcentage de femmes dans le collège Cadres	
Nombre d'employés en situation de handicap	
Indicateurs quantitatifs environnementaux	Niveau d'assurance
Émissions totales de CO ₂ (scope 1), dues à la production d'électricité et de chaleur (incluant les installations non soumises aux quotas)	Raisonnable
Consommation de charbon	Modéré
Emissions de SO ₂	
Emissions de NO _x	
Poussières	
Émissions indirectes de CO ₂ (scope 3), dues à la combustion du gaz vendu aux clients finaux	
Quantité d'électricité et de chaleur produite à partir d'énergies renouvelables (hors hydraulique)	
Combustible nucléaire chargé en réacteur	
Rejets d'activité dans l'air : Carbone 14, Tritium (EDF)	
Rejets d'activité dans l'eau : Carbone 14, Tritium (EDF)	
Déchets radioactifs de très faible activité issus de la déconstruction (EDF)	
Déchets radioactifs de faible et moyenne activité issus de la déconstruction (EDF)	
Déchets radioactifs solides de très faible activité (EDF)	
Déchets radioactifs solides de faible et moyenne activité à vie courte (EDF)	
Déchets radioactifs solides de haute et moyenne activité à vie longue (EDF)	
Rejets d'activité dans l'eau : Tritium (EDF Energy)	
Rejets d'activité dans l'air : Carbone 14, Tritium (EDF Energy)	
Uranium évacué (EDF Energy)	
Déchets radioactifs à faible activité évacués (EDF Energy)	
Déchets radioactifs à faible activité évacués (EDF Energy)	
Déchets radioactifs à moyenne activité générés (EDF Energy)	

3. INFORMATIONS ENVIRONNEMENTALES ET SOCIÉTALES – RESSOURCES HUMAINES

Rapport d'assurance des Commissaires aux comptes

Pour les autres informations RSE consolidées, nous avons apprécié leur cohérence par rapport à notre connaissance de la société.

Informations qualitatives	
Thèmes sociaux et sécurité	<p>Le bilan des accords collectifs & leurs impacts sur la performance économique de l'entreprise ainsi que sur les conditions de travail des salariés</p> <p>Les conditions de santé et de sécurité au travail Les politiques mises en œuvre en matière de formation</p> <p>Les mesures prises en faveur de l'égalité de traitement</p>
Thèmes environnementaux	<p>L'organisation de la société pour prendre en compte les questions environnementales, et le cas échéant les démarches d'évaluation ou de certification en matière d'environnement</p> <p>Les mesures de prévention, de recyclage, de réutilisation, d'autres formes de valorisation et d'élimination des déchets</p> <p>La consommation de matières premières et les mesures prises pour améliorer l'efficacité dans leur utilisation</p> <p>La consommation d'énergie et les mesures prises pour améliorer l'efficacité énergétique et le recours aux énergies renouvelables</p> <p>Les postes significatifs d'émissions de gaz à effet de serre générés du fait de l'activité de la société, notamment par l'usage des biens et services qu'elle produit</p> <p>L'adaptation aux conséquences du changement climatique</p> <p>Les mesures prises pour préserver ou développer la biodiversité</p>
Thèmes sociétaux	<p>L'impact territorial, économique et social de l'activité de la société</p> <p>Les conditions du dialogue avec les personnes ou les organisations intéressées par l'activité de la société</p> <p>Les actions de partenariat ou de mécénat</p> <p>La prise en compte dans les relations avec les fournisseurs et les sous-traitants de leur responsabilité sociale et environnementale</p> <p>Les actions engagées pour prévenir la corruption</p> <p>Les mesures prises en matière de lutte contre la précarité énergétique</p>

Enfin, nous avons apprécié la pertinence des explications relatives, le cas échéant, à l'absence totale ou partielle de certaines informations.

Nous estimons que les méthodes d'échantillonnage et tailles d'échantillons que nous avons retenues en exerçant notre jugement professionnel nous permettent de formuler une conclusion d'assurance modérée ; une assurance de niveau supérieur aurait nécessité des travaux de vérification plus étendus. Du fait du recours à l'utilisation de techniques d'échantillonnages ainsi que des autres limites inhérentes au fonctionnement de tout système d'information et de contrôle interne, le risque de non-détection d'une anomalie significative dans les Informations RSE ne peut être totalement éliminé.

Conclusion

Sur la base de ces travaux, nous n'avons pas relevé d'anomalie significative de nature à remettre en cause le fait que les Informations RSE, prises dans leur ensemble, sont présentées, de manière sincère, conformément aux Référentiels.

3. Rapport d'assurance raisonnable sur une sélection d'informations RSE

Nature et étendue des travaux

Concernant les informations sélectionnées par la société et identifiées par le signe ✓, nous avons mené des travaux de même nature que ceux décrits dans le paragraphe 2 ci-dessus pour les Informations RSE considérées les plus importantes mais de manière plus approfondie, en particulier en ce qui concerne le nombre de tests.

L'échantillon sélectionné représente ainsi 91% des effectifs et 62% des émissions totales de CO₂ (scope 1), dues à la production d'électricité et de chaleur (incluant les installations non soumises aux quotas).

Nous estimons que ces travaux nous permettent d'exprimer une assurance raisonnable sur les informations sélectionnées par la société et identifiées par le signe ✓.

Conclusion

A notre avis, les informations sélectionnées par la société et identifiées par le signe ✓ ont été établies, dans tous leurs aspects significatifs, conformément aux Référentiels.

Paris La Défense, le 15 février 2018

Anne Garans Associée
Associée, Sustainability Services

Jean-Louis Caulier
Associé

Michel Piette
Associé

Annexe

Echantillon d'entités sélectionnées

Au sein d'EDF	Agence RH de Talence Agence RH de Rouen Agence Entités et Filières Centrales Pôle Compétences Santé au Travail de Mulhouse Centre Nucléaire de Production d'Electricité de Nogent Centre Nucléaire de Production d'Electricité de Blayais Centre Nucléaire de Production d'Electricité de Civaux Centrale de Production Thermique de Martigues Centrale de Production Thermique de Cordemais Division Production Nucléaire – Unité d'Ingénierie d'Exploitation Division Production Nucléaire – Unité Technique Opérationnelle Division Ingénierie Nucléaire – Direction de Projets Déconstruction Déchets Division Combustible Nucléaire Division Production Ingénierie Thermique
Au sein d'Enedis	Siège Enedis Direction Régionale de Lorraine (RH)
Au sein de SOCODEI	Centre nucléaire de traitement et de conditionnement des déchets faiblement radioactifs - Centraco
Au sein de Production Electrique Insulaire	Centrale électrique de Bellefontaine, Martinique
Au sein d'EDF Energy	Nuclear power plant of Hinkley Point B Nuclear power plant of Hartlepool Combined Cycle Gas Turbine power plant of West Burton B EDF Energy Crawley Headquarter (HR)
Au sein d'EDF Energies Nouvelles	Siège EDF EN Services France, Colombiers (RH) Siège EDF EN Services, UK (RH) Siège EDF EN Corporate, Paris La Défense
Au sein d'Edison	Centrale di Candela Centrale di Torviscosa Centrale di Marghera Levante Edison Group Headquarter, Milan (RH)
Au sein de Dalkia	Direction Régionale Centre-Est Direction Régionale Nord TIRU Site de Saint-Ouen Siège Dalkia, Lille (RH)
Au sein d'EDF Luminus	EDF Luminus Siège EDF Luminus SA, Bruxelles (RH)
Au sein d'EDF Polska	Coal power plant Rybnik Coal power plant Krakow Coal power plant Wybrzeze EC Gdanska
Au sein de MECO	Combined Cycle Gas Turbine power plant of MECO
Au sein de Norte Fluminense	Combined Cycle Gas Turbine power plant of Norte Fluminense

3. INFORMATIONS ENVIRONNEMENTALES ET SOCIÉTALES – RESSOURCES HUMAINES

4. GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE

4.1	CODE DE GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE	224			
4.2	COMPOSITION ET FONCTIONNEMENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION	226			
4.2.1	Composition du Conseil d'administration	226			
4.2.2	Fonctionnement du Conseil d'administration	241			
4.2.3	Les Comités du Conseil d'administration	245			
4.3	ORGANES CRÉÉS PAR LA DIRECTION GÉNÉRALE	250			
4.3.1	Composition du Comité exécutif	250			
4.3.2	Renseignements personnels relatifs aux membres du Comité exécutif	250			
4.4	CONFLITS D'INTÉRÊTS, ABSENCE DE CONDAMNATION DES MEMBRES DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION GÉNÉRALE, CONTRATS DE SERVICE	252			
4.4.1	Conflits d'intérêts	252			
4.4.2	Absence de condamnation	252			
4.4.3	Contrats de service	252			
4.5	PARTICIPATION DES ADMINISTRATEURS DANS LE CAPITAL ET OPÉRATIONS RÉALISÉES SUR LES TITRES EDF PAR LES MANDATAIRES SOCIAUX ET LES DIRIGEANTS	253			
4.5.1	Participation des administrateurs	253			
4.5.2	Opérations réalisées sur les titres de la Société	253			
4.6	RÉMUNÉRATION ET AVANTAGES	254			
4.6.1	Rémunération des mandataires sociaux	254			
4.6.2	Options de souscription ou d'achat d'actions – actions gratuites	257			
4.7	RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES, ÉTABLI EN APPLICATION DE L'ARTICLE L. 225-235 DU CODE DE COMMERCE, SUR LE RAPPORT SUR LE GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE DU CONSEIL D'ADMINISTRATION	258			

4.1 CODE DE GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE

EDF adhère au code AFEP-MEDEF ⁽¹⁾, qui est le Code de gouvernement d'entreprise auquel se réfère la Société en application de l'article L. 225-37-4 du Code de commerce ⁽²⁾, sous réserve des spécificités législatives et réglementaires qui lui sont applicables.

Ces spécificités, qui résultent du statut d'entreprise publique d'EDF et en particulier de l'application à la Société de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 et de ses textes d'application, et du décret n° 53-707 du 9 août 1953, sont détaillées dans le présent document de référence et concernent notamment :

- la composition du Conseil d'administration (voir la section 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration ») ;

- les modalités de nomination du Président-Directeur Général d'EDF et le mode d'exercice de la Direction Générale (voir la section 4.2.2.2 « Mode d'exercice de la Direction Générale – Nomination et attributions du Président-Directeur Général ») ; et

- les modalités de fixation de la rémunération du Président-Directeur Général (voir section 4.6.1.1.1 « Modalités de détermination de la rémunération »).

Outre les spécificités rappelées ci-avant, le tableau ci-dessous recense les recommandations du code AFEP-MEDEF qui ne sont pas appliquées par la Société et les explications correspondantes :

Recommandation du code AFEP-MEDEF	Situation de la Société	Explication	Section du document de référence correspondante
Renouvellement échelonné du Conseil d'administration Recommandation n° 13.2 : <i>« L'échelonnement des mandats est organisé de façon à éviter un renouvellement en bloc et à favoriser un renouvellement harmonieux des administrateurs. »</i>	Le renouvellement en bloc du Conseil d'administration tous les cinq ans n'est plus obligatoire en application de l'ordonnance du 20 août 2014 mais la Société n'a pas encore mis en œuvre le renouvellement échelonné du Conseil d'administration.	Il sera proposé à l'Assemblée générale des actionnaires convoquée le 15 mai 2018 de modifier l'article 13 des statuts d'EDF afin de mettre en œuvre, à compter de l'Assemblée générale tenue en 2019, statuant sur les comptes de l'exercice 2018, le renouvellement échelonné du Conseil par moitié tous les deux ans, hors administrateurs élus par les salariés et représentant de l'Etat nommé par décret.	Voir la section 4.2.2.1 « Durée du mandat des administrateurs ».
Détention par les administrateurs d'actions de la Société Recommandation n° 19 : <i>« L'administrateur doit être actionnaire à titre personnel et, en application des dispositions des statuts ou du règlement intérieur, posséder un nombre minimum d'actions, significatif au regard des jetons de présence alloués. À défaut de détenir ces actions lors de son entrée en fonction, il utilise ses jetons de présence à leur acquisition. »</i>	Les statuts de la Société et le règlement intérieur du Conseil ne prévoient pas que les administrateurs doivent posséder une quantité minimum d'actions, significative au regard des jetons de présence alloués.	En application de la loi du 26 juillet 1983, les administrateurs représentant les salariés exercent leur mandat à titre gratuit. Par ailleurs, les jetons de présence perçus par les membres proposés par l'Etat ayant la qualité d'agents publics sont versés au budget de l'Etat. S'agissant des représentants de l'Etat n'ayant pas la qualité d'agents publics, ils ne peuvent percevoir que 30 % des jetons de présence qui leur sont dus, le solde étant versé au budget de l'Etat. Enfin, le Président du Conseil d'administration ne perçoit pas de jetons de présence. Compte tenu de la grande disparité des situations, le Conseil n'a pas établi de règle unique de détention d'actions de la Société. En outre, chaque administrateur doit agir dans l'intérêt social, quel que soit le nombre d'actions de la Société qu'il détient à titre personnel.	Voir les sections 4.6.1.2 (« Rémunération globale des administrateurs ») et 4.5 (« Participation des administrateurs dans le capital et opérations réalisées sur les titres EDF par les mandataires sociaux et les dirigeants »).

(1) Code mis à jour en novembre 2016.

(2) Le Conseil d'administration de la Société, après avoir pris connaissance des recommandations AFEP-MEDEF d'octobre 2008 sur la rémunération des dirigeants mandataires sociaux de sociétés, avait dès le 17 décembre 2008 exprimé son accord sur ces recommandations, considérant qu'elles s'inscrivaient dans la démarche de gouvernement d'entreprise d'EDF et qu'elles étaient déjà mises en œuvre par la Société.

Recommandation du code AFEP-MEDEF	Situation de la Société	Explication	Section du document de référence correspondante
<p>Obligation de détention d'actions des dirigeants mandataires sociaux</p> <p>Recommandation n° 22 :</p> <p>« Le Conseil d'administration fixe une quantité minimum d'actions que les dirigeants mandataires sociaux doivent conserver au nominatif, jusqu'à la fin de leurs fonctions. Cette décision est réexaminée au moins à chaque renouvellement de leur mandat. (...) »</p> <p>Tant que cet objectif de détention d'actions n'est pas atteint, les dirigeants mandataires sociaux consacrent à cette fin une part des levées d'options ou des attributions d'actions de performance telle que déterminée par le conseil. »</p>	<p>Le Conseil d'administration n'a pas fixé de règle de détention par le Président-Directeur Général d'un nombre minimum d'actions de la Société.</p>	<p>Le Président-Directeur Général ne perçoit pas de jetons de présence. Sa rémunération est plafonnée en application du décret n° 2012-915 du 26 juillet 2012 modifiant le décret n° 53-707 du 9 août 1953. Enfin, la Société n'a pas mis en place de plan d'options d'actions et/ou d'actions de performance au bénéfice du Président-Directeur Général. En conséquence, il a été décidé de ne pas mettre en œuvre cette recommandation. En outre, le dirigeant mandataire social exécutif doit agir dans l'intérêt social, quel que soit le nombre d'actions de la Société qu'il détient à titre personnel.</p>	<p>Voir les sections 4.6.1.1 (« Rémunération globale du Président-Directeur Général »), 4.6.2 (« Options de souscription ou d'achat d'actions – Actions gratuites ») et 4.5 (« Participation des administrateurs dans le capital et opérations réalisées sur les titres EDF par les mandataires sociaux et es dirigeants »).</p>
<p>Règles de répartition des jetons de présence</p> <p>Recommandation n° 20.1 :</p> <p>Le mode de répartition des jetons de présence « tient compte, selon les modalités qu'il définit, de la participation effective des administrateurs au Conseil et dans les Comités, et comporte donc une part variable prépondérante ».</p>	<p>Une part significative mais non « prépondérante » des jetons de présence est liée à la participation effective des administrateurs au Conseil et dans les Comités.</p>	<p>Des règles de répartition spécifiques ont été adoptées, qui tiennent compte en particulier du niveau de responsabilités et du temps consacré par les administrateurs à leurs fonctions. Si la part variable de la rémunération versée à titre de jetons de présence qui rémunère la présence effective des administrateurs n'est pas prépondérante, la Société estime qu'elle est néanmoins significative, dans la mesure où elle représente 50 % de l'enveloppe totale des jetons de présence et, comme le recommande le code AFEP-MEDEF, qu'elle est adaptée au niveau des responsabilités encourues par les administrateurs et au temps qu'ils doivent consacrer à leurs fonctions.</p>	<p>Voir la section 4.6.1.3 « Rémunération globale des administrateurs ».</p>

4.2 COMPOSITION ET FONCTIONNEMENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

4.2.1 COMPOSITION DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

En application de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 relative à la gouvernance et aux opérations sur le capital des sociétés à participation publique, EDF est administré par un Conseil d'administration composé de trois à dix-huit membres, comprenant des membres nommés par l'Assemblée générale, le cas échéant sur proposition de l'État conformément à l'article 6 de l'ordonnance, un Représentant de l'État choisi par le ministre chargé de l'économie parmi les agents publics conformément à l'article 4 de l'ordonnance, et un tiers de représentants des salariés élus conformément aux dispositions de la loi du 26 juillet 1983⁽¹⁾.

Conformément aux recommandations du code AFEP-MEDEF, le Conseil d'administration s'interroge périodiquement sur l'équilibre souhaitable de sa composition et de celle des Comités qu'il constitue en son sein, notamment en termes de diversité (représentation des femmes et des hommes, nationalités, expériences internationales, expertises) et de proportion d'administrateurs indépendants.

À la date de dépôt du présent document de référence, le Conseil d'administration comprend dix-huit membres :

- onze administrateurs nommés par l'Assemblée générale, dont cinq sur proposition de l'État ;
- six administrateurs élus par les salariés ;
- un Représentant de l'État.

Le Commissaire du Gouvernement⁽²⁾ et le Chef de la mission de contrôle général économique et financier de l'État auprès de la Société⁽³⁾ ainsi que le Secrétaire du Comité central d'entreprise assistent aux séances du Conseil d'administration avec voix consultative. Toutefois, en application de l'article L. 311-5-7 du Code de l'énergie, issu de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, le Commissaire du Gouvernement est informé des décisions d'investissement et peut s'opposer aux décisions dont la réalisation serait incompatible avec les objectifs du plan stratégique élaboré par la Société ou avec ceux de la programmation pluriannuelle de l'énergie.

Depuis le 1^{er} janvier 2017 et jusqu'à la date de dépôt du présent document de référence, les modifications suivantes sont intervenues dans la composition du Conseil d'administration :

Prénom, nom	Administrateur	Date de début ou de fin de mandat	En remplacement de
M. Christian Masset	Administrateur nommé par l'Assemblée générale des actionnaires sur proposition de l'État	Démission le 1 ^{er} août 2017	n.a.
M. Maurice Gourdault-Montagne	Administrateur nommé par l'Assemblée générale des actionnaires sur proposition de l'État	Cooptation par le Conseil d'administration le 20 septembre 2017 ⁽¹⁾	M. Christian Masset
M. Maxime Villota	Administrateur élu par les salariés, parrainé par la CGT	Fin du mandat le 6 novembre 2017	n.a.
M. Christophe Cuvilliez	Administrateur élu par les salariés, parrainé par la CGT	Début de mandat le 7 novembre 2017 ⁽²⁾	M. Maxime Villota

(1) Conformément aux articles L.225-24 du Code de commerce et 13 de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014, le Conseil d'administration a nommé, à titre provisoire, M. Maurice Gourdault-Montagne en qualité d'administrateur en remplacement de M. Christian Masset, et ce pour la durée du mandat restant à courir de ce dernier, soit jusqu'à l'issue de l'Assemblée générale ordinaire des actionnaires appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2018. Cette cooptation sera soumise pour ratification à l'Assemblée générale des actionnaires convoquée le 15 mai 2018.

(2) L'article 16 de la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public prévoit que les candidats venant sur une liste immédiatement après le dernier candidat élu sont appelés à remplacer les représentants élus sur cette liste dont le siège deviendrait vacant pour quelque cause que ce soit.

n.a. : non applicable.

Représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein des Conseils d'administration

En application de l'article L. 225-18-1 du Code de commerce et de l'ordonnance du 20 août 2014, EDF, en tant que société cotée et entreprise publique, est soumise aux règles relatives à la représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein des Conseils d'administration et de surveillance et doit respecter une proportion d'administrateurs de chaque sexe au sein du Conseil qui ne peut être inférieure à 40 %.

À la date du dépôt du présent document de référence, le Conseil d'administration d'EDF compte sept femmes, dont deux parmi les administrateurs élus par les salariés, soit une proportion de 41,7 % de femmes par rapport aux membres du Conseil comptabilisés pour établir ce pourcentage conformément au code AFEP-MEDEF (hors administrateurs représentant les salariés).

Informations concernant les administrateurs

La liste des administrateurs, les renseignements personnels les concernant ainsi que les informations concernant leurs mandats à la date du 15 janvier 2018⁽⁴⁾ figurent ci-après.

(1) Les représentants des salariés mentionnés au I de l'article 7 de l'ordonnance du 20 août 2014 sont soumis, pour leur élection et leur statut, aux mêmes dispositions que celles prévues, pour les représentants des salariés des entreprises relevant de la loi du 26 juillet 1983, aux chapitres II et III du titre II de cette loi.

(2) Article 15 de l'ordonnance du 20 août 2014.

(3) Cette mission exerce le contrôle économique et financier de l'État auprès d'EDF, conformément à l'article 8 du décret n° 55-733 du 26 mai 1955. Elle peut exercer des procédures de contrôle de façon étendue.

(4) Sauf indication contraire dans le tableau.

ADMINISTRATEURS NOMMÉS PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE DES ACTIONNAIRES :

JEAN-BERNARD LÉVY, 61 ANS

Fonction exercée dans la Société

Président-Directeur Général depuis le 27 novembre 2014 ⁽¹⁾

Date de nomination au Conseil

23 novembre 2014

Échéance du mandat en cours

Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2018

Autre(s) fonction(s)

Président du Comité de la stratégie

Actions détenues

0

Nationalité

Française

Ancien élève de l'École polytechnique (promotion 1973) et de Telecom Paris Tech, Jean-Bernard Lévy a débuté à France Télécom en 1979 comme ingénieur de travaux à la direction d'Angers. En 1982, il devient responsable de la gestion des cadres supérieurs et des budgets de personnel au siège, puis adjoint au chef du service du personnel. En 1986, il est nommé conseiller technique au cabinet de Gérard Longuet, ministre délégué aux Postes et télécommunications. De 1988 à 1993, Jean-Bernard Lévy dirige l'activité Satellites de télécommunications de Matra Espace qui devient Matra Marconi Space. De 1993 à 1994, il dirige le cabinet de Gérard Longuet, ministre de l'Industrie, des Postes et Télécommunications et du Commerce extérieur. Il est nommé en 1995 Président-Directeur Général de Matra Communication. En 1998, il rejoint Oddo et C^{ie} comme Directeur Général puis Associé-gérant. À l'été 2002, Jean-Bernard Lévy rejoint Vivendi. Il en est le Directeur Général jusqu'en avril 2005, et en devient le Président du Directoire en avril 2005, jusqu'à juin 2012. De décembre 2012 à novembre 2014, il est le Président-Directeur Général du groupe de défense et d'aérospatial Thales. Administrateur d'EDF depuis le 23 novembre 2014, Jean-Bernard Lévy est Président-Directeur Général de la Société depuis le 27 novembre 2014.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2017

Fonction principale exercée au sein de la Société

- Président-Directeur Général d'EDF

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays	
Président-Directeur Général	EDF	France	C
Président du Conseil d'administration	Edison	Italie	GC
Administrateur	EDF Energy Holdings	Royaume-Uni	G
Président du Conseil d'administration	Fondation EDF	France	G
Administrateur	Dalkia	France	G
Administrateur	EDF Énergies Nouvelles	France	G
Président du Conseil de surveillance	Framatome	France	G
Administrateur	Société Générale	France	C
Représentant Électricité de France	Haut Comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire	France	
Président et Administrateur en tant que représentant d'Électricité de France	Conseil français de l'Énergie	France	
Administrateur	Global Sustainable Electricity Partnership	Canada	

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Président-Directeur Général de Thales
- Président du Conseil d'administration de l'Institut Mines Télécom (anciennement Institut Télécom)
- Président de JBL Consulting & Investments
- Président du Conseil de surveillance de Viroxis
- Vice-président du Groupement des industries françaises aéronautiques et spatiales (GIFAS)
- Administrateur de DCNS
- Administrateur de l'Institut Pasteur
- Administrateur de Vinci

À l'étranger

- Vice-président du Conseil d'administration d'Eurelectric
- Président du Conseil d'administration d'EDF Energy

(1) M. Jean-Bernard Lévy a été nommé Président-Directeur Général par intérim à compter du 23 novembre 2014, par décisions ministérielles du 21 novembre 2014.

OLIVIER APPERT, 68 ANS*Fonction exercée dans la Société*

Administrateur nommé par l'Assemblée générale sur proposition de l'État

Date de nomination au Conseil

17 juin 2013

Dernier renouvellement

23 novembre 2014

Échéance du mandat en cours

Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2018

Autre(s) fonction(s)

Membre du Comité de suivi des engagements nucléaires et du Comité de la stratégie

Actions détenues

0

Nationalité

Française

Ancien élève de l'École Polytechnique et ingénieur général des Mines, Olivier Appert a débuté sa carrière au service des Mines de Lyon. Après avoir occupé différents postes au sein du ministère de l'Industrie et du cabinet du Premier ministre, il est ensuite nommé Directeur adjoint du cabinet du ministre chargé de l'industrie de 1984 à 1986. En 1987, il prend la responsabilité de la stratégie de la société Télécommunications Radioélectriques et Téléphoniques (TRT). Nommé en 1989 Directeur des hydrocarbures au ministère de l'Industrie, Olivier Appert rejoint en 1994 la Direction Générale de l'IFP où il prend en charge les activités de recherche et développement. En 1998, il est nommé Directeur Général d'Isis, holding technologique dont l'IFP était actionnaire majoritaire. En 1999, il devient Directeur de la Coopération long terme et de l'analyse des politiques énergétiques au sein de l'Agence internationale de l'énergie (AIE). De 2003 à 2015, il est Président-Directeur Général de l'IFP, devenu en juillet 2010, IFP Énergies Nouvelles (IFPEN). De 2010 à 2017, il est Président du Conseil Français de l'Énergie. Depuis mars 2015, il est Délégué Général de l'Académie des technologies. Il est également Président du Conseil Français de l'Énergie depuis 2010 et de France Brevets depuis décembre 2016. Olivier Appert est administrateur d'EDF depuis juin 2013.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2017*Fonctions principales exercées en dehors de la Société*

- Délégué général de l'Académie des Technologies

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Délégué général	Académie des Technologies	France
Président du Conseil d'administration	France Brevets	France

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années*En France*

- Président du Conseil Français de l'Énergie
- Président-Directeur Général d'IFP Énergies Nouvelles
- Administrateur de CGG
- Administrateur de l'Institut de physique du globe de Paris (IPGP)
- Administrateur de Storengy
- Administrateur de Technip

PHILIPPE CROUZET, 61 ANS

Fonction exercée dans la Société

Administrateur nommé par l'Assemblée générale

Date de nomination au Conseil

23 novembre 2009

Dernier renouvellement

23 novembre 2014

Échéance du mandat en cours

Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2018

Autre(s) fonction(s)

Président du Comité de suivi des engagements nucléaires et membre du Comité d'audit

Actions détenues

294 actions

Nationalité

Française

Diplômé de l'Institut d'études politiques de Paris et ancien élève de l'École nationale d'administration (ENA), Philippe Crouzet est ancien Maître des requêtes au Conseil d'État. Il a exercé la plus grande partie de sa carrière chez Saint-Gobain, qu'il a rejoint en 1986. Il a été successivement Directeur du Plan, Directeur Général des Papeteries de Condat, Délégué Général en Espagne et au Portugal et Directeur de la branche Céramiques Industrielles. De 2000 à 2004, il a occupé le poste de Directeur Général adjoint en charge des Finances, des Achats et des Systèmes d'Information. Il est par la suite nommé Directeur Général adjoint du Groupe en charge du Pôle Distribution Bâtiment, avant de rejoindre Vallourec, leader mondial des tubes en acier pour les marchés de l'énergie. Nommé membre du Conseil de surveillance de Vallourec en avril 2008, il devient Président du Directoire du Groupe en avril 2009 et renouvelé en 2016. Il est par ailleurs Vice-président de l'Institut de l'entreprise et administrateur du Théâtre de la Ville (Paris). Philippe Crouzet est administrateur d'EDF depuis novembre 2009.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2017

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Président du Directoire de Vallourec

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays	
Président du Directoire	Vallourec	France	C
Président et administrateur	Vallourec Tubes	France	
Président	Vallourec Tubes France	France	
Président	Vallourec Oil & Gas France	France	
Administrateur	Vallourec Services	France	
Président du Conseil de surveillance	Vallourec Deutschland	Allemagne	
Administrateur	Vallourec Soluções Tubulares do Brasil	Brésil	
Administrateur	Théâtre de la Ville (Paris)	France	
Vice-président	Institut de l'entreprise	France	

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Administrateur Vallourec Tubos do Brasil
- Administrateur du Théâtre national de l'Opéra Comique

MAURICE GOURDAULT-MONTAGNE, 63 ANS*Fonction exercée dans la Société*

Administrateur nommé par l'Assemblée générale sur proposition de l'État

Date de nomination au Conseil

20 septembre 2017⁽¹⁾

Échéance du mandat en cours

Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2018

Autre(s) fonction(s)

Membre du Comité de la stratégie

Actions détenues

0

Nationalité

Française

Diplômé de l'Institut d'études politiques de Paris (IEP), de l'Institut national des langues et civilisations orientales, titulaire d'une maîtrise de droit et d'un DEUG d'allemand, Maurice Gourdault-Montagne est entré au Quai d'Orsay en 1978. Il occupe différents postes diplomatiques en Inde et en Allemagne, ainsi qu'à l'administration centrale au cabinet du ministre des Affaires étrangères, comme porte-parole adjoint du Quai d'Orsay et comme directeur adjoint du cabinet du ministre Alain Juppé, dont il devient le directeur de cabinet à Matignon. Nommé Ambassadeur de France au Japon en 1998, il devient conseiller diplomatique du Président de la République Jacques Chirac en 2002 et sherpa français au G8. Il est chargé du dialogue stratégique franco-indien et du dialogue stratégique franco-chinois en tant que représentant personnel du Président de la République de 2002 à 2007. Il est ensuite nommé Ambassadeur de France au Royaume-Uni en décembre 2007, Ambassadeur de France à Berlin en février 2011 et Ambassadeur de France en Chine en août 2014. Maurice Gourdault-Montagne a été nommé Secrétaire Général du ministère de l'Europe et des Affaires Étrangères par décision du conseil des ministres du 22 juin 2017 à compter du 1^{er} août 2017.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2017*Fonction principale exercée en dehors de la Société*

- Secrétaire Général du ministère de l'Europe et des affaires étrangères

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Administrateur	Orano	France
Administrateur	Agence nationale des titres sécurisés	France
Administrateur	Commissariat à l'énergie atomique	France
Administrateur	Commission de récolement des dépôts d'œuvres d'art	France
Administrateur	École nationale d'administration	France
Administrateur	France Médias Monde	France
Administrateur	Fondation Renault	France
Administrateur	Institut Français	France
Administrateur	Office français de protection des réfugiés et apatrides	France

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années*En France*

Néant

(1) La nomination de M. Gourdault-Montagne sera soumise pour ratification à l'Assemblée générale des actionnaires convoquée le 15 mai 2018.

BRUNO LAFONT, 61 ANS

Fonction exercée dans la Société

Administrateur nommé par l'Assemblée générale

Date de nomination au Conseil

20 mai 2008

Dernier renouvellement

23 novembre 2014

Échéance du mandat en cours

Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2018

Autre(s) fonction(s)

Président du Comité des nominations et des rémunérations

Actions détenues

238 actions

Nationalité

Française

Diplômé de l'École des Hautes Études Commerciales (HEC) et ancien élève de l'École nationale d'administration (ENA), Bruno Lafont a débuté sa carrière au sein du groupe Lafarge en 1983. Après avoir occupé plusieurs postes financiers et opérationnels en France et à l'international, il devient Directeur Général adjoint Finance du Groupe fin 1994 et rejoint le Comité exécutif au début de 1995 avant d'être nommé Président de l'activité Plâtre à la fin de l'année 1998. Il devient Directeur Général Délégué du Groupe en 2003, administrateur en 2005 et Directeur Général en janvier 2006. Il est Président-Directeur Général de Lafarge entre mai 2007 et juillet 2015, Président d'honneur de Lafarge depuis 2015, co-Président du Conseil d'administration de LafargeHolcim entre juillet 2015 et mai 2017. Il est administrateur d'ArcelorMittal depuis 2011, lead independent director depuis 2017. Il est membre du Comité exécutif du Conseil Mondial des Entreprises pour le Développement Durable (WBCSD) depuis novembre 2013 et a présidé le Pôle développement durable du Mouvement des Entreprises de France (MEDEF) entre février 2014 et janvier 2018. Bruno Lafont est administrateur d'EDF depuis mai 2008.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2017

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Administrateur, lead independent director d'ArcelorMittal

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Administrateur, lead independent director	ArcelorMittal	Luxembourg C
Membre du Comité exécutif	Conseil Mondial des Entreprises pour le Développement Durable (WBCSD)	Suisse

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Président-Directeur Général de Lafarge
- Président et administrateur de Lafarge Ciments
- Président du Pôle du développement durable au sein du Mouvement des Entreprises de France (MEDEF)
- Administrateur de l'Association Française des Entreprises Privées (AFEP)

À l'étranger

- Co-Président de LafargeHolcim (Suisse)
- Administrateur de Lafarge Cement Shui On (Chine)

BRUNO LÉCHEVIN, 66 ANS*Fonction exercée dans la Société*

Administrateur nommé par l'Assemblée générale sur proposition de l'État

Date de nomination au Conseil

6 mai 2013

Dernier renouvellement

23 novembre 2014

Échéance du mandat en cours

Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2018

Autre(s) fonction(s)

Membre du Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise ⁽¹⁾

Actions détenues

0

Nationalité

Française

Titulaire d'un diplôme de troisième cycle de l'Institut d'études politiques de Paris, Bruno Léchevin a débuté sa carrière chez EDF et a exercé par la suite différents mandats syndicaux. Secrétaire Fédéral de la fédération Gaz-Électricité CFDT de 1983 à 1988, il devient Secrétaire Général en 1988 et membre du bureau national de la confédération CFDT de 1988 à 1997 puis Secrétaire Fédéral de la fédération Chimie-Énergie de 1997 à 1999, tout en étant parallèlement membre du Haut Conseil du secteur public de 1992 à 1999. Nommé en 2000, pour deux ans, Commissaire de la Commission de régulation de l'énergie (CRE), son mandat a été renouvelé pour six ans. Délégué Général du Médiateur national de l'énergie de mars 2008 à mars 2013, il a exercé en parallèle le rôle de Conseiller spécial auprès du Président de la CRE. Nommé administrateur au sein du Conseil d'administration de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) en février 2013, il en est le Président de mars 2013 à mars 2018. Bruno Léchevin est Vice-Président, membre fondateur d'Électriciens sans frontières, organisation intervenant dans le domaine de l'accès à l'énergie et à l'eau dans les pays en développement, et Président de l'Observatoire national de la précarité énergétique depuis juin 2016. Il est administrateur d'EDF depuis mai 2013.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2017*Fonction principale exercée en dehors de la Société*

- Vice-Président d'Électriciens sans frontières

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Vice-président	Électriciens sans frontières	France
Président	Observatoire national de la précarité énergétique	France
Conseil Français de l'Énergie	Administrateur en tant que représentant de l'ADEME	France

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années*En France*

- Président de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME)
- Délégué Général du Médiateur national de l'énergie
- Conseiller spécial du Président de la Commission de régulation de l'énergie (CRE)

(1) Le Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise était dénommé Comité d'éthique jusqu'au 24 janvier 2018 (voir section 4.2.3.4 « Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise »).

MARIE-CHRISTINE LEPETIT, 56 ANS

Fonction exercée dans la Société

Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État

Date de nomination au Conseil

7 mai 2012

Dernier renouvellement

23 novembre 2014

Échéance du mandat en cours

Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2018

Autre(s) fonction(s)

Présidente du Comité d'audit et membre du Comité de suivi des engagements nucléaires

Actions détenues

0

Nationalité

Française

Ancienne élève de l'École Polytechnique et de l'École nationale d'administration (ENA), Marie-Christine Lepetit a intégré l'Inspection générale des finances en 1987 où elle a exercé des fonctions d'audit et de conseil. En 1991, elle a été recrutée par Jean Lemierre à la Direction Générale des impôts pour y mettre en place un contrôle de gestion. En janvier 1995, elle a été responsable des travaux de synthèse au service de la législation fiscale avant de rejoindre le cabinet du Premier ministre Alain Juppé comme Conseiller technique en fiscalité et études macroéconomiques, puis en fiscalité et PME de 1995 à 1997. Elle poursuit sa carrière à la Direction Générale des impôts pour améliorer la qualité de service (déclaration pré-remplie, télé-procédures, certification). Nommée Directrice de la législation fiscale au ministère de l'Économie et des finances en 2004, elle a accompagné à ce titre les réformes fiscales de 2004 à 2012. En parallèle, elle a co-présidé le groupe de travail sur la réforme du financement de la protection sociale en 2006 et co-signé le rapport de la conférence d'experts sur la contribution climat énergie présidée par Michel Rocard. Elle a également participé au Comité membre de la Commission de rénovation et de déontologie de la vie publique présidée par Lionel Jospin. Elle est Chef du service de l'Inspection générale des finances depuis mars 2012, rattachée aujourd'hui au ministre de l'Économie et des finances et au ministre de l'Action et des comptes publics. Administratrice de l'établissement public de la Réunion des musées nationaux et du Grand Palais des Champs-Élysées depuis 2015, Marie-Christine Lepetit est administratrice d'EDF depuis mai 2012.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2017

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Chef du service de l'Inspection générale des finances rattaché au ministre de l'Économie et des finances et au ministre de l'Action et des comptes publics

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Administratrice	Établissement public de la Réunion des musées nationaux et du Grand Palais des Champs-Élysées	France

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Administratrice de la Fondation Nationale des Sciences Politiques

COLETTE LEWINER, 72 ANS*Fonction exercée dans la Société*

Administratrice nommée par l'Assemblée générale

Date de nomination au Conseil

11 avril 2014

Dernier renouvellement

23 novembre 2014

Échéance du mandat en cours

Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2018

Autre(s) fonction(s)

Présidente du Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise et membre du Comité d'audit et du Comité des nominations et des rémunérations

Actions détenues

1 825 actions⁽¹⁾

Nationalité

Française

Ancienne élève de l'École Normale Supérieure et Agrégée de physique et Docteur ès sciences, Colette Lewiner, a rejoint Électricité de France en 1979. En 1989, elle a créé la direction du Développement et de la Stratégie Commerciale, devenant ainsi la première femme nommée en tant que Directeur chez EDF. De 1992 à 1998, elle est Président-Directeur Général de SGN, société d'ingénierie nucléaire, filiale d'AREVA-Orano. En 1998, elle rejoint Capgemini pour créer puis diriger jusqu'en juin 2012 le secteur global Energy and Utilities. Depuis juillet 2012, elle exerce, en tant que Gérante de la société Cowin, les fonctions de Conseillère dans le domaine de l'énergie. Présidente non exécutive de TDF (SAS) de 2010 à 2015, elle est membre de l'Académie des Technologies depuis 2002 et membre du Comité Stratégique de la Recherche rapportant directement au Premier ministre français depuis février 2014. Elle est administratrice du groupe Bouygues et des sociétés Getlink, Nexans, Ingenico et CGG. Colette Lewiner est administratrice d'EDF depuis avril 2014.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2017*Fonction principale exercée en dehors de la Société*

- Administratrice professionnelle

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays	
Administratrice	Bouygues	France	C
Administratrice	Nexans	France	C
Administratrice	Getlink (ex Eurotunnel)	France	C
Administratrice	Ingenico ⁽²⁾	France	C
Administratrice	CGG ⁽³⁾	France	C

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années*En France*

- Présidente du Conseil d'administration de TDF
- Administratrice de Lafarge

À l'étranger

- Administratrice de Crompton Greaves (Inde)
- Administratrice TGS Nopec (Norvège)

(1) Actions détenues directement et par l'intermédiaire d'un FCPE.

(2) Mandat arrivant à terme lors de l'Assemblée générale tenue en 2018, statuant sur les comptes de l'exercice 2017.

(3) Mme Lewiner a été cooptée en qualité d'administratrice par le Conseil d'administration de CGG le 8 mars 2018.

LAURENCE PARISOT, 58 ANS

Fonction exercée dans la Société

Administratrice nommée par l'Assemblée générale

Date de nomination au Conseil

23 novembre 2014

Échéance du mandat en cours

Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2018

Autre(s) fonction(s)

Membre du Comité d'audit et du Comité de la stratégie

Actions détenues

137 actions

Nationalité

Française

Titulaire d'une maîtrise de droit public de l'Université de Nancy II, diplômée de l'Institut d'études politiques de Paris et titulaire d'un DEA d'Études Politiques de l'Institut d'études politiques de Paris, Laurence Parisot, a débuté sa carrière professionnelle en 1983 en qualité de Collaboratrice d'Alain Lancelot, Président du CEVIPOF (Centre d'Études de la Vie Politique Française). En 1985, elle entre en tant que chargée d'études à l'Institut de sondages Louis Harris dont elle devient Directrice Générale en 1986. En 1990, elle acquiert l'Institut de sondages et d'études de marchés IFOP et en devient Présidente-Directrice Générale, puis Vice-présidente du Directoire de 2006 à 2016. Laurence Parisot a été Présidente du MEDEF (Mouvement des Entreprises de France) de 2005 à 2013. Elle est aujourd'hui Chief Development officer du cabinet de Conseils Gradiva. Elle est par ailleurs administratrice de BNP Paribas, Fives et FoxIntelligence, et membre du Conseil d'administration de la Fondation Nationale des Sciences Politiques (FNSP) et Présidente du Conseil Scientifique de la Fondapol. Laurence Parisot est administratrice d'EDF depuis novembre 2014.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2017

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Chief Development Officer de Gradiva

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays	
Administratrice	BNP Paribas	France	C
Administratrice	Fives	France	
Administratrice	FoxIntelligence	France	
Présidente du Comité scientifique	Fondapol	France	
Administratrice	Fondation Nationale des Sciences Politiques (FNSP)	France	

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Gérante de Gradiva
- Vice-présidente du Directoire du groupe IFOP
- Administratrice de la Coface
- Membre du Conseil de surveillance de Fives
- Membre du Conseil de surveillance de Michelin

CLAIRE PEDINI, 52 ANS*Fonction exercée dans la Société*

Administratrice nommée par l'Assemblée générale

Date de nomination au Conseil

12 mai 2016

Échéance du mandat en cours

Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2019

Autre(s) fonction(s)

Membre du Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise

Actions détenues

0

Nationalité

Française

Diplômée de l'École des Hautes Études Commerciales et titulaire d'un master de gestion des médias de l'École Supérieure de Commerce de Paris, Claire Pedini entre en 1988 chez Total en tant que Contrôleur de Gestion. Elle devient Responsable de l'introduction et de la cotation du groupe à la Bourse de New York en 1991, puis Directrice de la communication financière en 1992, Directrice du service de presse en 1994 et Directrice du département nouvelles technologies de l'information en 1997. En 1998, elle rejoint Alcatel en tant que Directrice de la communication financière, puis devient successivement Directrice de la communication financière et des relations institutionnelles en 2001, Directrice Financière Adjointe en 2004, Directrice des Ressources humaines et de la Communication en 2006, année au cours de laquelle elle devient membre du Comité exécutif, Directrice des Ressources humaines, de la Communication et de l'Immobilier en 2007 et Directrice Exécutive d'Alcatel-Lucent, Directrice des Ressources humaines et de la Transformation en 2009. Depuis juin 2010, Claire PEDINI est Directrice Générale Adjointe, chargée des Ressources humaines pour le Groupe Saint-Gobain. Administratrice d'Arkema de 2010 à 2016, elle est administratrice d'EDF depuis mai 2016.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2017*Fonction principale exercée en dehors de la Société*

- Directrice Générale Adjointe, chargée des Ressources humaines de Saint-Gobain – Membre du Comité exécutif de Saint-Gobain

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Néant		

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années*En France*

- Administratrice d'Arkema

MICHÈLE ROUSSEAU, 60 ANS*Fonction exercée dans la Société*

Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État

Date de nomination au Conseil

30 septembre 2016

Échéance du mandat en cours

Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2018

Autre(s) fonction(s)

Membre du Comité de suivi des engagements nucléaires

Actions détenues

0

Nationalité

Française

Diplômée de l'École Nationale Supérieure des Mines de Paris et ingénieur général des mines, Michèle Rousseau a débuté sa carrière à la DRIRE Nord-Pas de Calais en qualité de Chef de la Division Environnement. Elle a rejoint successivement le ministère de l'Environnement pour s'occuper de déchets, puis celui de l'industrie où elle occupe les postes de Directeur adjoint de la Direction de la sûreté des installations nucléaires, en charge du contrôle du parc nucléaire d'EDF. Elle rejoint ensuite l'Agence Nationale pour la Valorisation de la Recherche (ANVAR), en qualité de Directrice générale adjointe, où elle a conduit les politiques d'aide aux projets innovants des PME, puis le ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie, en qualité de Directrice de la demande et des marchés énergétiques. Ses principales missions furent l'élaboration du nouveau cadre législatif et réglementaire dû à l'ouverture des marchés européens de l'électricité et du gaz et le développement des économies d'énergie et des énergies. Ayant réintégré le ministère de l'Écologie et du Développement durable, en qualité de Secrétaire Générale, elle a été nommée en 2008 Directrice, Commissaire générale adjointe au développement durable, en charge notamment de la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement. En 2011, elle a été nommée Directrice générale de l'Agence de l'eau Seine-Normandie, avant de rejoindre en 2016 le Conseil général de l'environnement et du développement durable où elle a été Présidente de la Mission régionale d'autorité environnementale (MRAe) Hauts-de-France. Présidente du Bureau de Recherches Géologiques et Minières depuis mars 2017, elle est administratrice d'EDF depuis septembre 2016.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2017*Fonctions principales exercées en dehors de la Société*

- Présidente du Conseil d'administration du Bureau de Recherches Géologiques et Minières - BRGM

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Présidente du Conseil d'administration	Bureau de Recherches Géologiques et Minières - BRGM	France

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années :

- Présidente de la Mission régionale d'autorité environnementale (MRAe) Hauts de France au sein du Conseil général de l'environnement du développement durable

ADMINISTRATEUR REPRÉSENTANT DE L'ÉTAT :

MARTIN VIAL, 64 ANS

Fonction exercée dans la Société

Administrateur – Représentant de l'État

Date de nomination au Conseil

9 septembre 2015

Échéance du mandat en cours

20 novembre 2018

Autre(s) fonction(s)

Membre du Comité des nominations et des rémunérations et du Comité de la stratégie

Actions détenues

0

Nationalité

Française

Diplômé de l'École supérieure des sciences économiques et commerciales (ESSEC) et de l'École Nationale Supérieure des Postes et Télécommunications, Martin Vial a débuté sa carrière en tant qu'administrateur des PTT à la Direction Financière de la Direction Générale des Postes. Il rejoint, en 1986, la Direction du Trésor au ministère de l'Économie et des Finances. De 1988 à 1993, il est successivement Conseiller technique, Directeur adjoint puis Directeur des cabinets du Ministre des Postes et Télécommunications et de l'Espace, du Ministre de l'Équipement, du Logement, des Transports et de l'Espace, et enfin du Ministre des PTT. En 1993, Martin Vial est nommé Président-Directeur Général de l'Aérospostale, compagnie aérienne filiale commune d'Air France, de la Poste et de TAT, et il est élu Président de la Chambre Syndicale du Transport Aérien et de la Fédération Nationale de l'Aviation Marchande. Fin 1997, il devient Directeur Général du groupe La Poste. En septembre 2000, il est nommé Président du Groupe La Poste et parallèlement Vice-président de la Caisse Nationale de Prévoyance (CNP). Martin Vial rejoint la Cour des Comptes en septembre 2002 en qualité de Conseiller-Maître. De 2003 à 2014, il est Directeur Général du groupe Europ Assistance, leader mondial du marché de l'assistance et Directeur Général et administrateur de Europ Assistance Holding. Il assure également la présidence de plusieurs Conseils d'administration des sociétés du groupe Europ Assistance. En janvier 2015, il fonde la société Premium Care, société d'assistance aux personnes âgées. Commissaire aux Participations de l'État depuis août 2015, Martin Vial est administrateur de Renault et Bpifrance. Il est administrateur d'EDF depuis septembre 2015.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2017

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Commissaire aux participations de l'État

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays	
Administrateur	Renault	France	C
Administrateur	Bpifrance	France	

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Directeur Général et administrateur d'Europ Assistance Holding
- Président d'International Health Solutions
- Président de Sicav Libertés et Solidarités
- Administrateur d'Hormair Vacances
- Administrateur de Business Solutions Capital
- Administrateur de Thales

À l'étranger

- Président de Club Santé Afrique (États Unis)
- Président d'Europ Assistance Brésil, Belgique, France, Royaume-Uni, USA
- Administrateur d'Europ Assistance Afrique du Sud, Allemagne, Chine, Espagne, Italie, Portugal

ADMINISTRATEURS ÉLUS PAR LES SALARIÉS :

CHRISTINE CHABAUTY, 46 ANS*Fonction exercée dans la Société*

Administratrice élue par les salariés

Date de nomination au Conseil

23 novembre 2009

Dernier renouvellement

23 novembre 2014

Échéance du mandat en cours

22 novembre 2019

Autre(s) fonction(s)

Membre du Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise et du Comité des nominations et des rémunérations

Actions détenues

0

Nationalité

Française

Diplômée en Droit, Christine Chabauty a acquis une expérience professionnelle dans les milieux juridiques et a rejoint, en 2000, la Direction Commerce d'EDF en qualité d'attachée commerciale sur le segment des clients Grands Comptes. Elle travaille désormais au « Pôle Appui Vente Grands Comptes » de la Direction Grands Comptes. Depuis décembre 2008, elle exerce également un mandat de Conseiller prud'homal. Parrainée par la CGT, Christine Chabauty est administratrice d'EDF depuis novembre 2009.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2017*Fonction principale exercée dans la Société*

- Attachée commerciale Grands Comptes à la Direction Commerce d'EDF

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Conseiller prud'homal	Conseil de prud'hommes	France

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

Néant.

JACKY CHORIN, 58 ANS*Fonction exercée dans la Société*

Administrateur élu par les salariés

*Date de nomination au Conseil*23 novembre 2014⁽¹⁾*Échéance du mandat en cours*

22 novembre 2019

Autre(s) fonction(s)

Membre du Comité d'audit, du Comité de la stratégie et du Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise

*Actions détenues*269 actions⁽²⁾*Nationalité*

Française

Diplômé de l'Institut d'études politiques de Paris et docteur en Droit, Jacky Chorin a débuté sa carrière à EDF en qualité de juriste au Service central de la direction de l'Équipement en 1983. Il est actuellement chargé de mission auprès du Directeur des Ressources Humaines de la Direction du Parc Nucléaire et Thermique d'EDF. Membre du Conseil national de la transition écologique de 2014 à 2016, il est membre du Conseil supérieur de l'énergie depuis 2012. Parrainé par le syndicat Force Ouvrière (FO), Jacky Chorin a été administrateur d'EDF de septembre 2004 à novembre 2009. Il est de nouveau administrateur d'EDF depuis novembre 2014.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2017*Fonction principale exercée dans la Société*

- Chargé de mission auprès du Directeur des Ressources humaines de la Direction du Parc Nucléaire et Thermique d'EDF

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Membre	Conseil supérieur de l'énergie	France

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années*En France*

- Membre du Conseil national de la transition écologique
- Membre du Conseil économique, social et environnemental
- Représentant de Force Ouvrière au bureau de l'Institut de recherches économiques et sociales (IRES), organisme de recherche intersyndical placé auprès du Premier ministre
- Secrétaire Fédéral de FO Énergies et Mines, chargé du pôle Expertises

(1) Jacky Chorin avait été préalablement administrateur d'EDF (EPIC puis société anonyme) de septembre 2004 à novembre 2009.

(2) Actions détenues par l'intermédiaire d'un FCPE.

CHRISTOPHE CUVILLIEZ, 54 ANS

Fonction exercée dans la Société

Administrateur élu par les salariés

Date de nomination au Conseil

7 novembre 2017

Échéance du mandat en cours

22 novembre 2019

Autre(s) fonction(s)

Membre du Comité de suivi des engagements nucléaires

Actions détenues

24 actions

Nationalité

Française

Christophe Cuvilliez est embauché par la Lyonnaise des eaux en janvier 1988, où il occupe différents postes au sein des services « informatique du laboratoire central », « eaux usées » puis « eaux potables ». Il intègre EDF en octobre 1989 en tant que rondier sur le site de Penly. Il participe ainsi à la mise en service industriel de la tranche 1 en avril 1990, avant de travailler sur les opérations de démarrage de la tranche 2, mise en service en 1992. Après avoir suivi la formation Promotion Ouvrière Technique (POT) de 1994 à 1998, Christophe Cuvilliez est affecté à Flamanville au service Pilotage des arrêts de tranches, en qualité de chef de lotissement. En 2003, il intègre le service Sûreté Sécurité Qualité de Flamanville et débute la formation d'ingénieur sûreté. Habilité en 2004, il exerce cette fonction pendant environ deux ans. En 2005, Christophe Cuvilliez choisit d'être détaché auprès de la fédération CGT mines-énergie à 50 % puis à 100 %, siégeant dans plusieurs instances de concertation sociale d'EDF telles que les Comités mixtes à la production (CMP), le Comité d'établissement, dont il a été secrétaire, la Commission secondaire du personnel (CSP) ou encore le Comité d'hygiène et de sécurité des conditions de travail (CHSCT). De septembre 2009 à septembre 2017, il est délégué syndical sur Flamanville 3. Parrainé par la CGT, Christophe Cuvilliez est administrateur d'EDF depuis le 7 novembre 2017.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2017

Fonction principale exercée dans la Société

- Membre de la Direction de la fédération CGT Mines-Énergie

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Néant.		

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

Néant.

MARIE-HÉLÈNE MEYLING, 57 ANS

Fonction exercée dans la Société

Administratrice élue par les salariés

Date de nomination au Conseil

1^{er} septembre 2011

Dernier renouvellement

23 novembre 2014

Échéance du mandat en cours

22 novembre 2019

Autre(s) fonction(s)

Membre du Comité d'audit, du Comité de suivi des engagements nucléaires, du Comité de la stratégie et du Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise

Actions détenues

28 actions

Nationalité

Française

Diplômée en communication (Université Paris V), Marie-Hélène Meyling a rejoint EDF en 1982 pour y exercer successivement différentes fonctions dans le domaine de la communication. Elle s'oriente ensuite vers des activités liées à l'ouverture du marché de l'électricité ainsi qu'au soutien aux énergies renouvelables. De 2008 à 2011, elle siège au Comité central d'entreprise d'EDF. Elle est actuellement Ingénieur Senior à la direction Innovation Stratégie Programmation d'EDF. En novembre 2012, Marie-Hélène Meyling a en outre obtenu le certificat d'administrateur de sociétés délivré conjointement par l'Institut d'études politiques de Paris et l'Institut français des administrateurs. Parrainée par la CFDT, Marie-Hélène Meyling est administratrice d'EDF depuis septembre 2011.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2017

Fonction principale exercée dans la Société

- Ingénieur Senior à la direction Innovation Stratégie Programmation d'EDF

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Représentante des salariés des Industries électriques et gazières au titre de la CFDT	Conseil supérieur de l'énergie (CSE)	France

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années :

Néant.

JEAN-PAUL RIGNAC, 55 ANS*Fonction exercée dans la Société*

Administrateur élu par les salariés

*Date de nomination au Conseil*1^{er} novembre 2007*Dernier renouvellement*

23 novembre 2014

Échéance du mandat en cours

22 novembre 2019

Autre(s) fonction(s)

Membre du Comité de la stratégie et du Comité d'audit

Actions détenues

0

Nationalité

Française

Titulaire d'un doctorat de l'Institut National Polytechnique de Toulouse dans le domaine de l'énergie, Jean-Paul Rignac a rejoint EDF en 1991. Il a occupé la fonction de Secrétaire du Comité Mixte à la Production d'EDF Recherche & Développement durant cinq années. Il est Ingénieur-Chercheur à la direction Recherche & Développement d'EDF (Centre des Renardières) et travaille actuellement sur l'efficacité énergétique dans le domaine du chauffage/climatisation des bâtiments industriels et des salles propres. Parrainé par la CGT, Jean-Paul Rignac est administrateur d'EDF depuis novembre 2007.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2017*Fonction principale exercée dans la Société*

- Ingénieur-chercheur à la direction Recherche & Développement d'EDF

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Néant.		

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

Néant.

CHRISTIAN TAXIL, 42 ANS*Fonction exercée dans la Société*

Administrateur élu par les salariés

Date de nomination au Conseil

23 novembre 2014

Échéance du mandat en cours

22 novembre 2019

Autre(s) fonction(s)

Membre du Comité d'audit et du Comité de la stratégie

*Actions détenues*1131 actions⁽¹⁾*Nationalité*

Française

Diplômé de l'Executive MBA de l'ESCP Europe et ancien élève de l'École des Mines de Douai, Christian Taxil a débuté sa carrière en 1999 chez EDF Gaz de France Distribution dans des fonctions de management clientèle collectivités locales et concessionnaire. De 2004 à 2008, il est en charge du dialogue social de la branche des Industries Électriques et Gazières au sein de l'équipe dirigeante de la Fédération CFE-CGC Énergies. En 2008, il intègre la direction de l'Audit du groupe EDF avant d'être élu, de juin 2009 à septembre 2014, Secrétaire Général de la Fédération CFE-CGC Énergies. Parrainé par la CFE-CGC, Christian Taxil est administrateur d'EDF depuis le 23 novembre 2014.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2017*Fonction principale exercée dans la Société*

- Chargé de mission auprès de la Direction des Ressources Humaines

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Élu	Bureau du Syndicat mixte d'électricité, de gaz et de télécommunication du Val d'Oise (SMDEGTVO)	France

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années*En France*

- Secrétaire Général de la Fédération CFE-CGC Énergies
- Conseiller municipal à Courdimanche (95)

(1) Actions détenues par l'intermédiaire d'un FCPE.

4.2.2 FONCTIONNEMENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

Le règlement intérieur du Conseil d'administration détermine les principes de son fonctionnement et les modalités selon lesquelles le Conseil et les Comités spécialisés dont il s'est doté exercent leurs missions. Il précise également le rôle et les pouvoirs du Président-Directeur Général.

Le règlement intérieur du Conseil est régulièrement mis à jour, notamment pour tenir compte des évolutions législatives et réglementaires et des évolutions du code AFEP-MEDEF (voir section 4.1 « Code de gouvernement d'entreprise »). Sa dernière mise à jour a été adoptée par le Conseil d'administration réuni le 24 janvier 2018, après examen par le Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise et le Comité des nominations et des rémunérations réunis conjointement le 15 janvier 2018.

4.2.2.1 Durée du mandat des administrateurs – Renouvellement échelonné du Conseil

En application de la faculté accordée par l'ordonnance du 20 août 2014 précitée, l'Assemblée générale des actionnaires d'EDF réunie le 21 novembre 2014 a modifié les statuts de la Société et réduit la durée du mandat des administrateurs à quatre ans. Par exception, les statuts prévoient que la durée du premier mandat des administrateurs représentant les salariés entré en vigueur après l'Assemblée générale du 21 novembre 2014 sera de cinq ans et que la durée du mandat des administrateurs nommés par l'Assemblée générale du 21 novembre 2014 prendra fin à l'issue de l'Assemblée générale ordinaire des actionnaires appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2018.

Conformément aux dispositions de l'article 2 du décret n° 2014-949 du 20 août 2014 portant application de l'ordonnance du 20 août 2014, le Représentant de l'État est nommé pour une durée égale à celle du mandat des membres du Conseil d'administration.

Il sera proposé à l'Assemblée générale des actionnaires convoquée le 15 mai 2018 de modifier l'article 13 des statuts d'EDF afin de prévoir, à compter de l'Assemblée générale tenue en 2019, statuant sur les comptes de l'exercice 2018, que le Conseil d'administration, hors administrateurs élus par les salariés et représentant de l'État nommé par décret, se renouvellera par roulement de manière telle que ce roulement porte sur la moitié (ou sur le nombre entier le plus proche) des administrateurs élus par l'Assemblée générale tous les deux ans et que le renouvellement du Conseil soit complet, pour les administrateurs concernés, à l'issue de chaque période de quatre ans.

Les administrateurs nommés par l'Assemblée générale des actionnaires peuvent être révoqués à tout moment par l'Assemblée générale ordinaire. Conformément à l'article 12 de la loi de démocratisation du secteur public, les administrateurs élus par les salariés peuvent être révoqués individuellement pour faute grave dans l'exercice de leur mandat par décision du Président du Tribunal de Grande Instance rendue en la forme d'un référé à la demande de la majorité des membres du Conseil. Cependant, dans le cas où des dissensions graves entravent l'administration de la Société, la révocation prononcée par l'Assemblée générale peut s'étendre aux représentants des salariés. Le Représentant de l'État cesse ses fonctions par démission ou s'il perd la qualité en vertu de laquelle il a été nommé ; il peut être remplacé à tout moment pour la durée du mandat restant à courir.

4.2.2.2 Mode d'exercice de la Direction Générale – Nomination et attributions du Président-Directeur Général

Conformément à la faculté prévue à l'article 18 de l'ordonnance du 20 août 2014, les statuts d'EDF prévoient que le Président du Conseil d'administration assume la Direction Générale de la Société et porte le titre de Président-Directeur Général. Le mode d'exercice de la Direction Générale « non dissociée » est donc inscrit dans les statuts de la Société. Le règlement intérieur du Conseil, et en particulier les limitations qu'il apporte aux pouvoirs du Directeur Général, assure un équilibre satisfaisant, dans l'intérêt de la Société, entre le dirigeant mandataire social et le Conseil d'administration, tout en préservant la flexibilité, l'efficacité et la réactivité nécessaire dans l'administration et la gestion de la Société.

Le Président-Directeur Général d'EDF est nommé par décret du Président de la République sur proposition du Conseil d'administration. Il peut être révoqué par décret conformément à l'article 20 de l'ordonnance du 20 août 2014. En application des dispositions de l'article 13 de la Constitution, le Président est nommé après avis des commissions permanentes de l'Assemblée nationale et du Sénat. M. Jean-Bernard Lévy a été nommé, au terme de ce processus, Président-Directeur Général d'EDF par décret du 27 novembre 2014.

En cas de vacance du mandat du Président-Directeur Général, l'article 21 de l'ordonnance du 20 août 2014 prévoit que l'État peut désigner une personne chargée de l'intérim jusqu'à la désignation du nouveau dirigeant⁽¹⁾.

Sous réserve des dispositions légales particulières aux sociétés du secteur public, des pouvoirs que la loi ou les statuts réservent expressément au Conseil d'administration ou aux Assemblées d'actionnaires, et des limites aux pouvoirs du Président-Directeur Général prévues par le règlement intérieur du Conseil d'administration à titre de règle interne (voir section 4.2.2.3 « Pouvoirs et missions du Conseil d'administration » ci-dessous), le Président-Directeur Général est investi des pouvoirs les plus étendus pour agir en toutes circonstances au nom de la Société, dans la limite de l'objet social. Il organise et dirige les travaux du Conseil d'administration, dont il rend compte à l'Assemblée générale. Il veille au bon fonctionnement des organes de la Société et s'assure en particulier que les administrateurs sont en mesure de remplir leur mission.

4.2.2.3 Pouvoirs et missions du Conseil d'administration

Le Conseil d'administration se réunit aussi souvent que l'intérêt de la Société l'exige, conformément aux dispositions législatives et réglementaires. Aux termes du règlement intérieur du Conseil, les administrateurs se réunissent en outre une fois par an pour débattre de la stratégie de la Société et du Groupe dans le cadre d'un séminaire *ad hoc*. Enfin, le règlement intérieur du Conseil d'administration mis à jour en janvier 2018 prévoit qu'il est organisé chaque année une réunion hors la présence du Président-Directeur Général, dont la présidence est assurée par le président du Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise.

Conformément à la loi, le Conseil d'administration détermine les orientations de l'activité de la Société et veille à leur mise en œuvre. Il définit les grandes orientations stratégiques, économiques, financières ou technologiques de la Société et du Groupe. Sous réserve des pouvoirs expressément attribués aux Assemblées d'actionnaires et dans la limite de l'objet social, il peut se saisir de toute question intéressant la bonne marche de la Société et règle par ses délibérations les affaires qui la concernent.

En particulier, le Conseil délibère, après étude le cas échéant par le ou les Comités compétents, sur le budget annuel, le plan à moyen terme, toute opération significative se situant hors de la stratégie annoncée de la Société, le plan stratégique d'entreprise présentant les actions à mettre en œuvre par la Société ou le Groupe pour respecter les objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie (voir section 1.5.2 « Service public en France »), les stratégies du Groupe relatives aux opérations amont et aval du cycle du combustible nucléaire, en matière de gaz et d'énergies renouvelables et le contrat de service public.

Aux termes de son règlement intérieur, le Conseil d'administration est en outre compétent pour autoriser les opérations suivantes préalablement à leur mise en œuvre :

- les opérations de croissance externe (investissements, fusions et acquisitions), de désinvestissement, de croissance organique, ainsi que les opérations boursières, réalisés par la Société ou l'une de ses filiales, qui représentent une exposition financière globale pour la Société ou le Groupe supérieure à 350 millions d'euros ; ce seuil est abaissé à 150 millions d'euros pour les opérations qui ne s'inscrivent pas dans les orientations stratégiques de la Société ou du Groupe ;
- les programmes industriels cohérents et indissociables d'investissements ou de travaux sur actifs existants, de la Société et de l'une de ses filiales, de montant supérieur à 350 millions d'euros par programme ;
- les opérations dans le domaine immobilier, réalisées par la Société ou l'une de ses filiales, supérieures à 200 millions d'euros ;
- certaines opérations financières (emprunts à long terme, opérations de gestion de dette, de titrisation ou de couverture) dès lors que leur montant excède 5 milliards d'euros (ou la contre-valeur de cette somme en devises) ;

(1) En application de ce texte, M. Jean-Bernard Lévy avait été nommé, par décisions ministérielles du 21 novembre 2014, Président-Directeur Général de la Société par intérim à compter du 23 novembre 2014.

- les contrats et marchés (de fournitures, travaux ou services) conclus par la Société, dont le montant, y compris le cas échéant leurs avenants successifs, est égal ou supérieur à 350 millions d'euros, ou compris entre 200 et 350 millions d'euros si ces contrats correspondent à une nouvelle orientation stratégique ou un nouveau métier ;
- les achats ou ventes à long terme d'énergie, crédits d'émission et quotas de CO₂ par la Société ou une de ses filiales portant sur des volumes ou montants annuels supérieurs à 10 TWh pour l'électricité, 20 TWh pour le gaz (les contrats d'achat ou vente à long terme de gaz supérieurs à 5 TWh et inférieurs à 20 TWh font par ailleurs l'objet d'une information a posteriori du Conseil) et 250 millions d'euros pour le charbon, le fioul, les crédits d'émission et de quotas de CO₂ ;
- les accords stratégiques à conclure par la Société constituant des engagements fermes et irrévocables de coopération ou de partenariat avec un ou plusieurs partenaires étrangers dans le domaine nucléaire impliquant des transferts significatifs de propriété intellectuelle ou de technologies de la part du Groupe et constituant des enjeux majeurs pour le Groupe.

Le Conseil d'administration fixe le cadre de la politique de constitution, de gestion et de maîtrise des risques financiers des actifs de couverture des engagements nucléaires d'EDF et se prononce notamment sur la gestion actif-passif et la stratégie d'allocation des actifs. En cas d'avis négatif du Comité de suivi des engagements nucléaires sur un projet d'investissement en actifs non cotés pour les actifs dédiés, le Conseil d'administration est seul compétent pour autoriser ledit projet (voir la section 4.2.3.2 « Comité de suivi des engagements nucléaires »).

Par ailleurs, en application des dispositions de l'article L. 225-37-1 du Code de commerce, le Conseil d'administration délibère annuellement sur la politique de la Société en matière d'égalité professionnelle et salariale, et il définit les orientations stratégiques de la Société soumises chaque année au Comité central d'entreprise d'EDF en application de l'article L. 2323-10 du Code du travail.

4.2.2.4 Évaluation de l'indépendance des administrateurs

Nombre total d'administrateurs	18
Nombre d'administrateurs indépendants	5
Pourcentage d'administrateurs indépendants*	41,7 %

* Hors administrateurs représentant les salariés.

Le Code de gouvernement d'entreprise AFEP-MEDEF recommande que, dans les sociétés contrôlées, la part d'administrateurs indépendants soit d'au moins un tiers du Conseil d'administration et précise que les administrateurs représentant les salariés ne sont pas comptabilisés pour établir ce calcul.

Compte tenu du cadre légal spécifique applicable à la Société, le Conseil d'administration compte, sur un total de dix-huit membres, un Représentant de l'État qui ne peut pas répondre aux critères d'indépendance définis par le code AFEP-MEDEF, ainsi que six administrateurs représentant les salariés qui ne sont pas comptabilisés pour établir la proportion d'administrateurs indépendants. De même, le Président-Directeur Général, en sa qualité de dirigeant mandataire social exécutif, ne peut être considéré comme indépendant au regard des critères définis par le code AFEP-MEDEF.

Lors de la réunion conjointe du 15 janvier 2018, le Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise et le Comité des nominations et des rémunérations ont examiné la situation individuelle des administrateurs nommés par l'Assemblée générale. Après avis de ces Comités, le Conseil d'administration a procédé, lors de sa séance du 24 janvier 2018, à l'évaluation annuelle de l'indépendance des administrateurs au regard de l'ensemble des critères définis par le Code de gouvernement d'entreprise AFEP-MEDEF, et a qualifié d'administrateurs indépendants Mmes Colette Lewiner, Laurence Parisot et Claire Pedini ainsi que MM. Philippe Crouzet et Bruno Lafont, le Conseil ayant estimé que ces administrateurs n'entretiennent pas de relation avec la Société, son Groupe ou sa direction de nature à compromettre l'exercice de leur liberté de jugement.

En particulier, le Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise et le Comité des nominations et des rémunérations ont examiné les liens d'affaires pouvant exister entre la Société et les sociétés dans lesquelles les administrateurs exercent des mandats, ainsi que les groupes auxquels elles appartiennent, sur un plan quantitatif (importance des relations d'affaires pouvant exister entre la Société et ces sociétés (et leurs groupes) et des flux croisés d'affaires recensés au cours de l'exercice 2017) ainsi que sur un plan qualitatif (position de l'administrateur dans les sociétés concernées, dépendance économique éventuelle, exclusivité, etc.). Il en ressort qu'aucune des sociétés dans lesquelles les administrateurs exercent des mandats, ainsi que les groupes auxquels elles appartiennent, ne peuvent être qualifiés de client ou fournisseur significatif du Groupe et qu'EDF ne peut être considéré comme client ou fournisseur significatif de ces sociétés ou de leurs groupes. À l'issue de ces analyses, le Conseil a donc conclu à l'absence de liens d'affaires significatifs s'agissant des administrateurs qu'il a qualifiés d'indépendants.

À la date du présent document de référence, le Conseil d'administration de la Société compte donc cinq administrateurs indépendants sur les douze pris en compte pour établir le calcul conformément au code AFEP-MEDEF, soit une proportion d'administrateurs indépendants de 41,7 %, supérieure aux recommandations du code (voir section 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration »).

4.2.2.5 Évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration et de ses Comités

Conformément aux dispositions du code AFEP-MEDEF, le règlement intérieur du Conseil dispose que le Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise pilote chaque année une évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration et propose des axes d'amélioration. Le Conseil consacre donc, une fois par an, un point de son ordre du jour à cette évaluation et organise un débat sur son fonctionnement et celui de ses Comités afin d'en améliorer l'efficacité et de vérifier notamment que les questions importantes sont convenablement préparées et débattues.

Tous les trois ans, cette évaluation est réalisée par un consultant externe sous la direction du Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise.

Évaluation triennale

L'évaluation a été confiée en 2016 à un conseil indépendant, sélectionné à l'issue d'une procédure d'appel d'offres, sous la direction du Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise. L'évaluation a été menée fin 2016 et s'est prolongée début 2017. Elle a été conduite par le biais d'entretiens approfondis avec chacun

des administrateurs sur la base d'un questionnaire et d'un guide d'entretien élaborés par le conseil indépendant avec la Présidente du Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise.

Dans ce cadre, une évaluation de la contribution individuelle de chaque administrateur aux travaux du Conseil a été également réalisée. Elle a donné lieu à des restitutions individuelles et confidentielles réalisées par le conseil indépendant auprès de chaque administrateur.

Il ressort des résultats de cette évaluation que les administrateurs estiment que la qualité des travaux du Conseil d'administration et de ses Comités s'est améliorée au cours des dernières années et que le Conseil a su faire face, en 2016, à des enjeux critiques dans la vie de l'entreprise. Le Conseil présente, selon les administrateurs, une composition satisfaisante avec la représentation de compétences diversifiées et adaptées à ses besoins.

Parmi les pistes d'amélioration identifiées, le Conseil a exprimé le souhait d'évoluer vers plus de dialogue et de collégialité, de renforcer l'identité collective et la

dynamique d'échange au sein du Conseil et de consacrer davantage de temps aux enjeux de prospective et à la gestion des talents.

Les conclusions de cette évaluation ont été examinées lors d'une réunion du Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise et présentées au Conseil. À la suite de cet exercice, le Conseil d'administration s'est réuni au second semestre 2017 dans le cadre d'une session spéciale de travail, afin d'explorer les pistes d'amélioration identifiées et d'échanger de manière plus approfondie sur les attentes exprimées par les administrateurs dans le cadre de l'évaluation triennale.

Évaluation annuelle

L'évaluation annuelle 2017 a été réalisée en interne au moyen d'un questionnaire détaillé, examiné par le Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise avant envoi aux administrateurs. Comportant à la fois des questions fermées, permettant d'établir un suivi statistique des réponses données par les administrateurs, et des questions ouvertes, permettant aux administrateurs de préciser leurs réponses et d'émettre des observations qualitatives et des propositions d'évolution, ce questionnaire a été complété de manière anonyme par les administrateurs puis dépouillé par le Secrétariat du Conseil.

L'évaluation ainsi conduite couvrait notamment les domaines suivants : organisation des séances du Conseil et des Comités (nombre, durée, délais d'envoi des dossiers...) et conduite des réunions ; informations mises à la disposition des administrateurs ; domaines de compétences et méthodes de travail du Conseil et des Comités ; relations entre le Conseil et le Président et la Direction Générale ; appréciation personnelle de la gouvernance de la Société, attentes et suggestions.

Il ressort des résultats de cette évaluation, examinés par le Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise le 28 novembre 2017 et présentés au Conseil le 24 janvier 2018, que les administrateurs sont, d'une manière générale, satisfaits du fonctionnement du Conseil et des Comités. Les informations communiquées au Conseil sont jugées satisfaisantes. Les administrateurs sont satisfaits du fonctionnement des Comités et estiment que leurs travaux aident à la prise de décision du Conseil. La répartition des pouvoirs entre le Conseil et le Président-Directeur Général est jugée équilibrée et les administrateurs estiment avoir un accès suffisant au Président et à la direction d'EDF.

Parmi les pistes d'amélioration identifiées, le Conseil souhaite que le programme de travail du Conseil soit renforcé sur certains sujets, dont la prospective et l'environnement concurrentiel. Les administrateurs suggèrent également de réduire la durée des séances et de renforcer le dialogue et la dynamique d'échange au sein du Conseil, y compris entre administrateurs. Ils ont enfin souhaité l'organisation de réunions hors la présence de la Direction Générale, ce que prévoit le règlement intérieur du Conseil d'administration dans sa dernière mise à jour (voir section 4.2.2.3 « Pouvoirs et missions du Conseil d'administration » ci-avant).

4.2.2.6 Information et formation des administrateurs – Digitalisation

Le Président-Directeur Général veille à la mise à disposition des administrateurs des informations nécessaires à l'exercice de leur mission. Ces informations leur sont transmises dans des délais leur permettant d'exercer leur mission dans les meilleures conditions.

Aux termes du règlement intérieur du Conseil, celui-ci reçoit périodiquement des informations sur la situation financière, la trésorerie, les engagements hors bilan de

la Société et du Groupe et la performance des principales filiales de la Société à l'occasion de la présentation des comptes annuels et semestriels, ainsi que sur la politique en matière d'achats et de ressources humaines. Le Conseil d'administration est par ailleurs informé régulièrement de l'évolution des marchés, de l'environnement concurrentiel et des principaux enjeux, y compris dans le domaine de la responsabilité sociale, sociétale et environnementale, de la Société.

Un document faisant un point d'actualité sur les grands domaines d'activité du Groupe, les tendances du marché et le contexte économique, financier et institutionnel est régulièrement remis aux administrateurs. La Société leur fournit également l'information utile à tout moment entre les séances du Conseil, si l'importance ou l'urgence de l'information le requiert.

Les administrateurs peuvent compléter ces éléments d'information par des rencontres avec les principaux dirigeants de la Société ou du Groupe, y compris hors la présence du Président, sur les sujets figurant à l'ordre du jour du Conseil.

En outre, sont organisées des réunions d'information sur des sujets complexes ou à fort enjeu, de même que les formations dont les administrateurs souhaitent bénéficier. Ainsi, chaque administrateur peut notamment bénéficier d'une formation complémentaire sur les spécificités de la Société et du Groupe, leurs métiers et leur secteur d'activité.

Depuis 2016, le Conseil d'administration s'est doté d'une plateforme digitale de gestion des Conseils, qui permet une mise à disposition fluide et rapide des dossiers du Conseil et des Comités.

4.2.2.7 Obligations et devoirs des administrateurs

Le règlement intérieur du Conseil d'administration rappelle que ses membres sont soumis à des obligations telles que : agir en toute circonstance dans l'intérêt social de la Société, faire part au Conseil de toute situation de conflit d'intérêts (voir aussi section 4.4.1 « Conflits d'intérêts ») et s'abstenir de participer aux débats et au vote de toute délibération pour laquelle une situation de conflit d'intérêts existerait, respecter l'obligation de confidentialité, exercer leur mandat avec diligence et assiduité et se conformer au Code de déontologie boursière d'EDF. Outre le droit de communication des documents et informations nécessaires à l'accomplissement de leur mission dont ils disposent, les administrateurs ont également le devoir de demander l'information qu'ils jugent indispensable pour accomplir leur mission.

Les administrateurs et le Président-Directeur Général sont tenus de communiquer sans délai au Conseil toute convention conclue par la Société à laquelle ils sont directement ou indirectement intéressés ou qui serait conclue par personne interposée.

Aux termes du règlement intérieur, le Président-Directeur Général est par ailleurs tenu d'informer le Conseil d'administration préalablement à l'acceptation d'un mandat dans une société cotée.

4.2.2.8 Activité du Conseil d'administration en 2017

Le tableau ci-dessous présente des données statistiques relatives aux exercices 2016 et 2017 :

	2016	2017
Nombre de réunions	15 ⁽¹⁾	11 ⁽¹⁾
Taux moyen de participation	92,8 %	90,9 %
Durée moyenne des séances	3 heures	3 heures et 10 minutes

(1) S'ajoute à ce nombre de réunions la tenue d'un séminaire stratégique d'une journée.

Le tableau ci-dessous présente le taux de présence individuel des administrateurs au cours de l'exercice 2017 :

Administrateurs dont les mandats sont en cours au 31 décembre 2017	Taux moyen de présence en 2017
Jean-Bernard Lévy	100 %
Olivier Appert	100 %
Christine Chabauty	81,8 %
Jacky Chorin	100 %
Philippe Crouzet	90,9 %
Christophe Cuvilliez ⁽¹⁾	100 %
Maurice Gourdault Montagne ⁽²⁾	100 %
Bruno Lafont	81,8 %
Bruno Léchevin	72,7 %
Marie-Christine Lepetit	100 %
Colette Lewiner	90,9 %
Marie-Hélène Meyling	81,8 %
Laurence Parisot	100 %
Claire Pedini	90,9 %
Jean-Paul Rignac	100 %
Michèle Rousseau	90,9 %
Christian Taxil	90,9 %
Martin Vial	100 %

(1) Administrateur depuis le 7 novembre 2017.

(2) Administrateur depuis le 20 septembre 2017.

En 2017, le Conseil d'administration a examiné et/ou autorisé, outre de nombreux dossiers liés à l'activité courante de la Société, des sujets tels que l'augmentation de capital d'EDF, la création de la société Edvance (voir section 1.4.1.2.3.4 « Création de la société Edvance »), la finalisation de l'acquisition par EDF du contrôle exclusif des activités d'AREVA NP (voir section 1.4.1.3 « Framatome »), le projet de protocole transactionnel relatif à l'indemnisation d'EDF par l'État dans le cadre de la fermeture anticipée de la centrale de Fessenheim, les conclusions de la revue de projet Hinkley Point C et le plan d'actions consécutif, le plan stratégique d'EDF présentant les actions à mettre en œuvre dans le cadre de la première période (2016-2018) de la programmation pluriannuelle de l'énergie (voir section 1.5.2 « Service public en France »), le Plan solaire d'EDF, le programme de travail préalable à d'éventuelles décisions d'investissement relatives au renouvellement du parc nucléaire français, l'avancement du projet d'EPR de Flamanville et du programme du Grand carénage (voir section 1.4.1.2.2 « État d'avancement du projet EPR de Flamanville et section 1.4.1.1.2 « Exploitation du parc nucléaire et performances techniques »), les enjeux et perspectives d'Enedis et de Dalkia, la cession par EDF International de ses participations dans les sociétés polonaises EDF Polska et Kogeneracja, le projet d'acquisition de la société cotée Futuren par EDF Énergies Nouvelles, le programme de déploiement de compteurs intelligents au Royaume-Uni, la cession d'un parc immobilier par Sofilo et EDF et du siège social d'Edison, les orientations stratégiques de la Société en vue de la consultation du Comité central d'entreprise d'EDF, les rapports de l'Inspecteur général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection et de l'Inspecteur pour la sûreté hydraulique et la politique d'égalité professionnelle et salariale d'EDF.

Dans le cadre du séminaire stratégique annuel, le Conseil a examiné des sujets tels que les impacts sur le modèle industriel et économique d'EDF de scénarios prospectifs à horizon 2050, l'état des lieux de la transition énergétique en Europe, l'environnement concurrentiel, l'évolution de l'industrie nucléaire et des énergies renouvelables dans le monde et fait un point d'avancement concernant Cap 2030 (voir section 1.3.2.7 « Les conditions de succès de CAP 2030 »).

Groupes de travail des administrateurs indépendants - Dossiers AREVA et Fessenheim

Dans le cadre des discussions engagées en 2015 entre EDF et AREVA SA sur le projet d'acquisition par EDF du contrôle exclusif des activités d'AREVA NP, le Conseil d'administration a décidé, le 8 avril 2015, de constituer un groupe de travail composé des membres indépendants du Conseil d'administration d'EDF au sens des critères du code AFEP-MEDEF. Présidé par Mme Colette Lewiner, il comprenait également Mme Laurence Parisot et MM. Philippe Crouzet et Bruno Lafont. Ce groupe de travail avait pour mission, en liaison avec la Direction d'EDF, d'examiner tout projet résultant des discussions entre EDF et AREVA SA, au regard notamment de son intérêt stratégique et industriel, de ses éléments financiers et de ses enjeux sociaux. Sans se substituer aux travaux des Comités du Conseil d'administration, ni aux processus de prise de décision en place au niveau du Conseil, le groupe de travail était chargé de formuler, sur la base de son analyse indépendante, tous avis et toutes recommandations utiles au Conseil sur le projet. Dans ce cadre, il a reçu de la Société les informations nécessaires à l'exercice de sa mission et a bénéficié de l'assistance d'une banque conseil, notamment pour l'examen des éléments de valorisation, et de l'éclairage technique de conseils juridiques. Le groupe de travail, qui a tenu plusieurs réunions en 2015 et 2016, a émis des avis destinés au Conseil d'administration et au Comité de la stratégie à différents stades des discussions avec AREVA SA. Il a tenu une dernière réunion en 2017 avant la réalisation définitive de la transaction dont le closing est intervenu le 31 décembre 2017 (voir section 1.4.1.3 « Framatome »).

Par ailleurs, le Conseil d'administration a également décidé, le 3 juin 2016, de confier à un groupe de travail présidé par Mme Lewiner et composé des mêmes administrateurs indépendants et de Mme Claire Pedini, le suivi des discussions engagées entre EDF et l'État au sujet de la fermeture anticipée de la centrale de Fessenheim, en liaison avec la Direction d'EDF, et l'examen des termes et conditions du protocole d'indemnisation à conclure avec l'État avant sa soumission pour délibération au Conseil d'administration. Dans ce cadre, le groupe de travail a reçu de la Société les informations nécessaires à l'exercice de sa mission et avait la possibilité d'entendre les parties prenantes concernées. Il était assisté d'un conseil économique et financier et d'un conseil juridique. Le groupe de travail, qui a tenu plusieurs réunions en 2016 et 2017, a émis un avis sur le projet de protocole transactionnel entre l'État et EDF soumis pour autorisation au Conseil d'administration le 24 janvier 2017. Il a tenu une dernière réunion avant la séance du Conseil d'administration du 6 avril 2017 ayant confirmé l'autorisation de conclusion par EDF du protocole avec l'État.

4.2.3 LES COMITÉS DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

Pour l'exercice de ses missions, le Conseil d'administration s'est doté de cinq Comités chargés d'examiner et de préparer certains dossiers en amont de leur présentation en séance plénière du Conseil. Ces Comités spécialisés sont le Comité d'audit, le Comité de suivi des engagements nucléaires, le Comité de la stratégie, le Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise (auparavant dénommé Comité d'éthique, voir section 4.2.3.4 « Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise » ci-après) et le Comité des nominations et des rémunérations.

La composition, le fonctionnement et les missions des Comités sont régis par le règlement intérieur du Conseil d'administration.

Les Comités sont composés d'au moins trois administrateurs choisis par le Conseil, qui désigne le Président de chaque Comité. Les statuts de la Société prévoient que les Comités comprennent au moins un administrateur représentant les salariés.

À la date du présent document, les Présidents des Comités du Conseil sont :

- M. Jean-Bernard Lévy pour le Comité de la stratégie ;
- Mme Marie-Christine Lepetit pour le Comité d'audit ;
- M. Philippe Crouzet pour le Comité de suivi des engagements nucléaires ;
- Mme Colette Lewiner pour le Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise ;
- M. Bruno Lafont pour le Comité des nominations et des rémunérations.

4.2.3.1 Comité d'audit

Composition

Conformément aux dispositions de l'article L. 823-19 du Code de commerce et aux recommandations du code AFEP-MEDEF, le Comité ne comprend aucun dirigeant mandataire social exécutif.

La composition de chacun des Comités est décrite ci-après.

Le Commissaire du Gouvernement et le Chef de la mission de contrôle général économique et financier de l'État auprès de la Société peuvent assister aux réunions des Comités.

Les travaux des Comités sont organisés dans le cadre d'un programme établi pour l'année. Les séances font l'objet de rapports du Président du Comité au Conseil d'administration et de comptes-rendus écrits.

Le règlement intérieur du Conseil prévoit que les Comités se réunissent dans un délai suffisant avant la réunion du Conseil dont l'ordre du jour comporte l'examen de questions entrant dans leurs missions.

Les Comités peuvent convier à leurs réunions les dirigeants de la Société, y compris le Président-Directeur Général. Ils peuvent entendre d'autres personnes, internes ou externes à la Société, après en avoir informé le Président-Directeur Général et à charge d'en rendre compte au Conseil. Ils peuvent également, après en avoir informé le Président-Directeur Général, décider de recourir à des études techniques et des expertises externes sur des sujets relevant de leur compétence, dont le coût est pris en charge par la Société, et à charge d'en rendre compte au Conseil.

En 2017, le taux moyen de participation global dans les Comités s'est élevé à 96 %. Les taux moyens de participation par Comité sont indiqués ci-après.

Le tableau ci-dessous présente la composition du Comité d'audit à la date de dépôt du présent document de référence :

Composition du Comité d'audit

Marie-Christine Lepetit	Présidente	Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État
Jacky Chorin	Membre	Administrateur élu par les salariés
Philippe Crouzet	Membre	Administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale
Colette Lewiner	Membre	Administratrice indépendante nommée par l'Assemblée générale
Marie-Hélène Meyling	Membre	Administratrice élue par les salariés
Laurence Parisot	Membre	Administratrice indépendante nommée par l'Assemblée générale
Jean-Paul Rignac	Membre	Administrateur élu par les salariés
Christian Taxil	Membre	Administrateur élu par les salariés
Nombre de membres		8
Nombre d'administrateurs indépendants		3
Pourcentage d'administrateurs indépendants*		75 %

* Hors administrateurs représentant les salariés. Le Comité comprend donc trois quarts d'administrateurs indépendants pour un minimum de deux tiers recommandés par le code AFEP-MEDEF.

Au cours de l'exercice 2017, le Conseil d'administration a nommé M. Jean-Paul Rignac membre du Comité d'audit en remplacement de M. Maxime Villota.

L'article L. 823-19 du Code de commerce dispose qu'au moins un membre du Comité doit présenter des compétences particulières en matière financière ou comptable et être indépendant au regard de critères précisés et rendus publics par le Conseil d'administration. Le code AFEP-MEDEF recommande par ailleurs que l'ensemble des membres du Comité d'audit aient une compétence financière ou comptable.

Lors de la réunion conjointe du 10 décembre 2014, le Comité d'éthique et le Comité des nominations et des rémunérations avaient examiné la situation de Mmes Colette Lewiner et Laurence Parisot et de M. Philippe Crouzet et émis un avis présenté au Conseil d'administration. Le Conseil d'administration réuni le 10 décembre 2014 avait constaté que ces administrateurs présentent des compétences particulières en matière financière et comptable selon les critères recommandés par l'Autorité des marchés financiers (AMF) dans son rapport sur le Comité d'audit en date du 22 juillet 2010. Le 24 janvier 2018, le Conseil d'administration a par ailleurs confirmé la qualification d'administrateurs indépendants de Mmes Colette Lewiner et Laurence Parisot et de M. Philippe Crouzet. Il en ressort que ces trois membres du

Comité répondent à la fois aux critères de compétence et d'indépendance visés à l'article L. 823-19 du Code de commerce.

Missions

Le Comité d'audit exerce, sous la responsabilité du Conseil d'administration, les missions qui lui sont dévolues par l'article L. 823-19 du Code de commerce. En application de ce texte, le Comité d'audit est notamment chargé des missions suivantes :

- assurer le suivi du processus d'élaboration de l'information financière et formuler toute recommandation pour en garantir l'intégrité ;
- suivre l'efficacité des systèmes de contrôle interne et de gestion des risques et de l'audit interne, en ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière ;
- suivre la réalisation de la mission des Commissaires aux comptes, s'assurer de leur indépendance et approuver la fourniture des services mentionnés à l'article L. 822-11-2 du Code de commerce.

Dans le cadre de ces missions, il examine et donne notamment son avis au Conseil d'administration, sur :

- la situation financière de la Société, le plan à moyen terme et le budget ;
- les projets de comptes sociaux et consolidés, annuels et semestriels, et les rapports financiers préparés par la Direction Financière ;
- le suivi des risques et le contrôle interne (cartographie des risques du Groupe et méthodes de détection, d'anticipation et de mise sous contrôle des risques, organisation et évaluation des dispositifs de contrôle interne) ;
- l'audit (programme d'audit annuel, principaux constats et actions correctrices, suivi de leur mise en œuvre) ;
- le contrôle des Commissaires aux comptes (pilotage de la procédure de sélection des Commissaires aux comptes, suivi de la réalisation de leur mission en tenant compte, le cas échéant, des constatations et conclusions du Haut Conseil du Commissariat aux comptes, vérification du respect par les Commissaires aux comptes des conditions d'indépendance prévues par les textes applicables, avis sur le montant des honoraires, approbation de la fourniture par les Commissaires

aux comptes de services autres que la certification des comptes selon une procédure approuvée par le Conseil d'administration le 3 novembre 2016) ;

- les aspects financiers des opérations de croissance externe ou de cession qui présentent un caractère particulièrement significatif (voir section 4.2.2.3 « Pouvoirs et missions du Conseil d'administration ») ;
- les politiques en matière d'assurances, de risques marchés énergies et de risque de défaillance de contreparties du Groupe.

L'examen des comptes par le Comité est accompagné d'une présentation des Commissaires aux comptes soulignant les bases de préparation des comptes, le référentiel comptable applicable, l'approche d'audit mise en œuvre et les conclusions de leurs travaux d'audit ou d'examen limité. Outre les réunions du Comité d'audit consacrées à l'examen des comptes annuels et semestriels, les Commissaires aux comptes assistent également aux réunions consacrées au suivi des risques et du contrôle interne et à l'audit.

Dans le cadre de ses travaux, le Comité entend régulièrement les Commissaires aux comptes, la Direction Générale, la Direction Financière, la Direction des Risques Groupe et la Direction de l'Audit interne.

Activité en 2017

Le tableau ci-dessous présente des données statistiques relatives aux exercices 2016 et 2017 :

	2016	2017
Nombre de réunions	8	5
Taux moyen de participation	87,5 %	92,5 %
Durée moyenne des séances	3 heures	3 heures et 7 minutes

En 2017, le Comité d'audit a notamment examiné les états financiers semestriels et annuels et la présentation par les Commissaires aux comptes des points essentiels des résultats de leurs diligences, le budget 2018 et le PMT 2018-2021, la revue de la valeur des actifs dans la perspective de l'arrêté des comptes 2017, les engagements hors bilan, la cartographie des risques et les méthodes de contrôle des risques, les risques marchés énergies et de contrepartie, la synthèse des audits internes et le programme d'audit, les engagements sociaux et la variabilisation de la dette du Groupe, le mandat 2017-2018 de gestion financière et de maîtrise des risques financiers, le plan d'actions consécutif à la revue du projet Hinkley Point C ainsi que le risque cybersécurité.

Conformément à la procédure approuvée par le Conseil d'administration d'EDF le 3 novembre 2016, le Comité a autorisé la fourniture par les Commissaires aux comptes et les membres de leur réseau de services autres que la certification des comptes et il lui a été rendu compte des services fournis dans le cadre des pré-approbations prévues aux termes de cette procédure.

Le Comité n'a pas eu recours à des études techniques ou à des expertises externes sur des sujets relevant de sa compétence au cours de l'exercice 2017.

4.2.3.2 Comité de suivi des engagements nucléaires

Composition

Le tableau ci-dessous présente la composition du Comité de suivi des engagements nucléaires à la date de dépôt du présent document de référence :

Composition du Comité de suivi des engagements nucléaires

Philippe Crouzet	Président	Administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale
Olivier Appert	Membre	Administrateur nommé par l'Assemblée générale sur proposition de l'État
Christophe Cuvilliez	Membre	Administrateur élu par les salariés
Marie-Christine Lepetit	Membre	Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État
Marie-Hélène Meyling	Membre	Administratrice élue par les salariés
Michèle Rousseau	Membre	Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État

Nombre de membres	6
Nombre d'administrateurs indépendants	1
Pourcentage d'administrateurs indépendants*	25 %

* Hors administrateurs représentant les salariés.

Au cours de l'exercice 2017, le Conseil d'administration a nommé M. Christophe Cuvilliez membre du Comité de suivi des engagements nucléaires en remplacement de M. Maxime Villota.

Missions

Le Comité de suivi des engagements nucléaires (CSEN) a été institué par l'article 9 du décret n° 2007-243 du 23 février 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires.

Il a pour mission de suivre l'évaluation des passifs nucléaires et l'évolution des provisions correspondantes, de donner son avis sur les questions de gouvernance des actifs dédiés et sur les règles d'adossement entre actif et passif et d'allocation stratégique et d'examiner les résultats de la gestion des actifs constitués par la Société et de vérifier la conformité de cette gestion aux règles de constitution, de gestion et de maîtrise des risques financiers des actifs dédiés. Il donne un avis au Conseil sur le dispositif de contrôle interne du financement des charges mentionnées à l'article L. 594-1 du Code de l'environnement.

Le Comité s'appuie sur les travaux du Comité d'expertise financière des engagements nucléaires (CEFEN), composé d'experts indépendants nommés par le Conseil ⁽¹⁾, qui a pour mission d'assister la Société et ses organes sociaux sur les questions d'adossement actif-passif et de gestion des actifs dédiés.

Enfin, le Comité rend un avis préalablement à tout investissement en actifs non cotés pour tout projet d'un montant unitaire supérieur à 400 millions d'euros ainsi que pour tout projet (hors immobilier) d'un montant unitaire supérieur à 200 millions d'euros aboutissant à une consolidation par intégration globale de

l'investissement cible par la Société. En cas d'avis négatif du Comité sur un projet d'investissement, le Conseil d'administration est seul compétent pour autoriser ledit projet.

Activité en 2017

Le tableau ci-dessous présente des données statistiques relatives aux exercices 2016 et 2017 :

	2016	2017
Nombre de réunions	3	3
Taux moyen de participation	100 %	94,4 %
Durée moyenne des séances	2 heures et 20 minutes	2 heures et 11 minutes

En 2017, le Comité a examiné en particulier la situation de couverture et le taux d'actualisation des provisions nucléaires, la performance du portefeuille d'actifs dédiés cotés et non cotés, les décisions et perspectives d'investissements (voir section 1.4.1.1.7 « Les actifs constitués pour la couverture des engagements nucléaires de long terme (hors cycle d'exploitation)»), la lettre annuelle 2017 d'actualisation du rapport triennal sur la sécurisation du financement des charges

nucléaires et le rapport sur le contrôle interne qui y est inclus, l'état d'avancement du programme de déconstruction des centrales nucléaires de première génération et du projet de centre industriel de stockage géologique (CIGEO) pour les déchets de Haute et Moyenne Activité à Vie longue, ainsi que le projet d'évolution du cadre de la politique de constitution, de gestion des actifs dédiés et de maîtrise des risques financiers qui lui a été soumis pour avis.



4.2.3.3 Comité de la stratégie

Composition

Les administrateurs qui ne sont pas membres du Comité de la stratégie peuvent participer à ses réunions.

Le tableau ci-dessous présente la composition du Comité à la date de dépôt du présent document de référence.

Composition du Comité de la stratégie

Jean-Bernard Lévy	Président du Comité	Président-Directeur Général, administrateur nommé par l'Assemblée générale
Olivier Appert	Membre	Administrateur nommé par l'Assemblée générale sur proposition de l'État
Jacky Chorin	Membre	Administrateur élu par les salariés
Maurice Gourdault-Montagne	Membre	Administrateur nommé par l'Assemblée générale sur proposition de l'État
Marie-Hélène Meyling	Membre	Administratrice élue par les salariés
Laurence Parisot	Membre	Administratrice indépendante nommée par l'Assemblée générale
Jean-Paul Rignac	Membre	Administrateur élu par les salariés
Christian Taxil	Membre	Administrateur élu par les salariés
Martin Vial	Membre	Représentant de l'État

Missions

Le Comité de la stratégie donne son avis au Conseil d'administration sur les grandes orientations stratégiques de la Société, et en particulier sur le plan stratégique d'entreprise présentant les actions à mettre en œuvre pour respecter les objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie (voir section 1.5.2 « Service public en

France »), les orientations stratégiques de la Société en vue de la consultation du Comité central d'entreprise d'EDF, le contrat de service public (voir section 1.5.2 « Service public en France »), les accords stratégiques, les alliances et partenariats, ainsi que sur la politique en matière de recherche et développement.

Activité en 2017

Le tableau ci-dessous présente des données statistiques relatives aux exercices 2016 et 2017 :

	2016	2017
Nombre de réunions	5	3
Taux moyen de participation*	97,8 %	100 %
Durée moyenne des séances	2 heures et 20 minutes	3 heures et 10 minutes

* Taux calculé sur la base des seuls membres du Comité (tous les membres du Conseil pouvant par ailleurs participer aux réunions).

En 2017, le Comité a examiné en particulier le rapport sur le maintien des compétences critiques de la forge du Creusot de Framatome rédigé par le groupe d'experts réuni autour d'Yves Bréchet, Haut-commissaire à l'énergie atomique, et le plan d'amélioration du site du Creusot tenant compte des recommandations issues de ce rapport, la situation et les perspectives de Framatome, le suivi des investissements et la stratégie du Pôle Énergies Renouvelables du Groupe, les

réflexions concernant la stratégie de renouvellement du parc nucléaire français, les enjeux de la filière nucléaire française et le choix d'un nouveau modèle de réacteur EPR, le contexte stratégique et les hypothèses structurantes du PMT 2018-2021 et les orientations stratégiques en vue de la consultation du Comité central d'entreprise en application de l'article L. 2323-10 du Code du travail.

(1) Les membres actuels du CEFEN ont été renouvelés ou désignés le 3 novembre 2016 pour trois ans par le Conseil d'administration après avis du CSEN.

4.2.3.4 Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise

Le Conseil d'administration réuni le 24 janvier 2018 a modifié la dénomination du Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise, auparavant dénommé Comité d'éthique, et élargi ses missions.

Composition

Le tableau ci-dessous présente la composition du Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise à la date de dépôt du présent document de référence :

Composition du Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise		
Colette Lewiner	Présidente	Administratrice indépendante nommée par l'Assemblée générale
Christine Chabauty	Membre	Administratrice élue par les salariés
Jacky Chorin	Membre	Administrateur élu par les salariés
Bruno Léchevin	Membre	Administrateur nommé par l'Assemblée générale sur proposition de l'État
Marie-Hélène Meyling	Membre	Administratrice élue par les salariés
Claire Pedini	Membre	Administratrice indépendante nommée par l'Assemblée générale
Nombre de membres		6
Nombre d'administrateurs indépendants		2
Pourcentage d'administrateurs indépendants*		67 %

* Hors administrateurs représentant les salariés.

Missions

Le Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise suit les questions relatives au gouvernement d'entreprise et veille à la mise en œuvre, au sein des organes sociaux de la Société, des principes et règles de bonne gouvernance issus notamment du Code AFEP-MEDEF. Il peut faire toute proposition concernant l'évolution du fonctionnement ou des pouvoirs du Conseil ou de son règlement intérieur. Il veille à la prise en compte de la réflexion éthique dans les travaux du Conseil et dans la gestion de la Société. Il donne son avis au Conseil sur les orientations du Groupe en matière de responsabilité d'entreprise et examine la démarche mise en œuvre par la Société en matière d'éthique et de conformité.

Chaque année, il examine, conjointement avec le Comité des nominations et des rémunérations, la situation individuelle des administrateurs au regard des critères d'indépendance définis par le Code AFEP-MEDEF et fait part de ses conclusions au Conseil. Il pilote l'évaluation annuelle du fonctionnement du Conseil et de ses Comités et dirige tous les trois ans l'évaluation formalisée confiée à un consultant externe spécialisé (voir la section 4.2.2.5 « Évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration et de ses Comités »). Il examine et donne son avis sur les situations de conflit d'intérêts dont il a connaissance, ou qui lui auraient été signalées par le Président ou le Conseil d'administration et en rend compte au Conseil.

Activité en 2017

Le tableau ci-dessous présente des données statistiques relatives aux exercices 2016 et 2017 :

	2016	2017
Nombre de réunions	6	7
Taux moyen de participation	88,9 %	92,9 %
Durée moyenne des séances	1 heure et 10 minutes	1 heure et 35 minutes

En 2017, le Comité a examiné en particulier les résultats de l'enquête interne « My EDF » 2016, le bilan éthique et conformité 2016 et les priorités 2017, les résultats de l'évaluation externe 2016 du fonctionnement du Conseil et des Comités, la politique et le bilan du Groupe en matière de santé et sécurité, la politique de développement durable et les Objectifs de Responsabilité d'Entreprise d'EDF (voir la section 3.1.2 "Objectifs de responsabilité d'entreprise"), la politique et le bilan en matière d'égalité professionnelle et salariale, les rapports 2016 du médiateur du groupe EDF, la politique en matière de handicap, la question du fait religieux, les relations d'EDF avec ses sous-traitants et la démarche du Groupe en matière d'achats responsables, ainsi que les principes du projet de plan de vigilance à

établir par EDF dans le cadre de la loi n° 2017-399 du 27 mars 2017 relative au devoir de vigilance des sociétés mères et des entreprises donneuses d'ordre (voir la section 3.1.6 "Plan de vigilance"). Il a examiné le questionnaire ayant servi de support à l'évaluation interne 2017 du fonctionnement du Conseil et des Comités et les résultats de cette évaluation avant leur présentation au Conseil.

Le Comité a également tenu, au début de l'exercice 2017, une réunion conjointe avec le Comité des nominations et des rémunérations en vue d'examiner l'indépendance des administrateurs au regard des critères définis par le code AFEP-MEDEF, avant que le Conseil d'administration délibère sur le sujet.

4.2.3.5 Comité des nominations et des rémunérations

Composition

Le tableau ci-dessous présente la composition du Comité des nominations et des rémunérations à la date de dépôt du présent document de référence :

Composition du Comité des nominations et des rémunérations		
Bruno Lafont	Président	Administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale
Christine Chabauty	Membre	Administratrice élue par les salariés
Colette Lewiner	Membre	Administratrice indépendante nommée par l'Assemblée générale
Martin Vial	Membre	Représentant de l'État
Nombre de membres		4
Nombre d'administrateurs indépendants		2
Pourcentage d'administrateurs indépendants*		67 %

* Hors administrateurs représentant les salariés.

Au cours de l'exercice 2017, le Conseil d'administration a nommé Mme Christine Chabauty membre du Comité des nominations et des rémunérations en remplacement de M. Maxime Villota.

Missions

En matière de nominations, le Comité transmet au Conseil d'administration ses recommandations ou ses propositions en vue de la nomination d'administrateurs par l'Assemblée générale. Il supervise, le cas échéant, le processus de sélection des candidats potentiels et peut réaliser ses propres études sur les candidats avant toute démarche auprès de ces derniers. Il donne, le cas échéant, son avis au Conseil sur les candidats dont la nomination aux fonctions de Directeurs Généraux Délégués est proposée par le Président-Directeur Général. Il s'assure de l'existence de plans de succession, afin d'anticiper les successions, imprévues ou à leur terme, des dirigeants mandataires sociaux et des membres du Comité exécutif du Groupe. Le Président-Directeur Général est associé, en tant que de besoin, aux travaux du Comité, en ce qui concerne notamment la nomination d'administrateurs.

En matière de rémunérations, le Comité examine et donne un avis sur les principes et critères de détermination, de répartition et d'attribution des éléments fixes, variables et exceptionnels composant la rémunération et les avantages de toute nature du Président-Directeur Général et, le cas échéant, des Directeurs Généraux

Délégués. Il adresse cet avis au Conseil pour délibération et fixation de ces rémunérations et avantages. Le président du Comité adresse également, pour approbation, cet avis au Ministre en charge de l'économie. Le Comité élabore ses propositions dans les limites prévues par le décret n° 2012-915 du 26 juillet 2012 relatif au contrôle de l'État sur les rémunérations des dirigeants d'entreprises publiques ayant modifié le Décret du 9 août 1953, en application duquel la rémunération annuelle du Président-Directeur Général ne doit pas excéder un plafond brut de 450 000 euros.

Le Comité transmet au Conseil son avis sur la politique de rémunération du Comité exécutif du Groupe et des principaux dirigeants, ainsi que sur l'enveloppe et les modalités de répartition des jetons de présence à allouer aux administrateurs.

Chaque année, le Comité examine, conjointement avec le Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise, la situation individuelle des administrateurs au regard des critères d'indépendance définis par le Code AFEP-MEDEF et fait part de ses conclusions au Conseil.

Activité en 2017

Le tableau ci-dessous présente des données statistiques relatives aux exercices 2016 et 2017 :

	2016	2017
Nombre de réunions	5	4
Taux moyen de participation	95 %	100 %
Durée moyenne des séances	30 minutes	16 minutes

En 2017, le Comité a notamment examiné et formulé des avis destinés au Conseil concernant la politique de rémunération du Président-Directeur Général et sa rémunération au titre de l'exercice 2017, ainsi que sur la candidature de MM. Christophe Cuvilliez et Maurice Gourdault-Montagne en remplacement, respectivement, de MM. Villota et Masset.

Le Comité a également tenu, au début de l'exercice 2017, une réunion conjointe avec le Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise en vue d'examiner l'indépendance des administrateurs au regard des critères définis par le code AFEP-MEDEF, avant que le Conseil d'administration délibère sur le sujet.

4.3 ORGANES CRÉÉS PAR LA DIRECTION GÉNÉRALE

Le Président-Directeur Général s'appuie sur un Comité exécutif au sein duquel sont représentés l'ensemble des métiers du Groupe.

Ce Comité est une instance de décision, de réflexion et de concertation sur les sujets opérationnels et stratégiques du Groupe. Il examine tous les dossiers de fond et d'actualité significatifs pour le Groupe, suit les objectifs et les résultats opérationnels et contribue à la gestion et à l'anticipation des enjeux majeurs pour le groupe EDF. Il examine et autorise les projets significatifs, en particulier les projets d'investissement ou de désinvestissement du Groupe dont les montants dépassent certains seuils. Le Comité exécutif se réunit en principe chaque semaine.

Afin de renforcer l'instruction et le suivi des projets, un Comité des engagements du Comité exécutif examine de manière approfondie les projets les plus significatifs en fonction de l'ampleur des engagements ou des risques encourus avant décision du Comité exécutif. Aucun dossier d'investissement de la Société ne peut être proposé à l'examen du Conseil d'administration sans avoir reçu l'aval de ce Comité.

À la date du dépôt du présent document de référence, le Comité exécutif compte treize membres et un secrétaire. La liste des membres et les renseignements personnels les concernant figurent ci-dessous.

4.3.1 COMPOSITION DU COMITÉ EXÉCUTIF

À la date de dépôt du présent document de référence, la composition du Comité exécutif est la suivante :

Noms	Fonction
Jean-Bernard Lévy	Président-Directeur Général
Marc Benayoun	Directeur Exécutif Groupe en charge du pôle Gaz et Italie, Administrateur délégué d'Edison
Antoine Cahuzac	Directeur Exécutif Groupe en charge du pôle Énergies Renouvelables, Président-Directeur Général d'EDF Énergies Nouvelles
Christophe Carval	Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction des Ressources Humaines Groupe
Xavier Girre	Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Financière Groupe
Véronique Lacour	Directeur Exécutif Groupe en charge de la Transformation et de l'Efficacité Opérationnelle
Henri Lafontaine	Directeur Exécutif Groupe en charge du pôle Clients, Services et Action Régionale
Marianne Laigneau	Directeur Exécutif Groupe en charge de la direction Internationale ⁽¹⁾
Cédric Lewandowski	Directeur Exécutif Groupe en charge de la direction Innovation, Stratégie et Programmation ⁽²⁾
Dominique Minière	Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction du Parc Nucléaire et Thermique
Simone Rossi	Directeur Exécutif Groupe, Directeur Général d'EDF Energy ⁽³⁾
Pierre Todorov	Directeur Exécutif Groupe en charge du Secrétariat Général du Groupe
Xavier Ursat	Directeur Exécutif Groupe en charge de la direction Ingénierie et Projets Nouveau Nucléaire

(1) Marianne Laigneau a remplacé Simone Rossi dans ses fonctions à compter du 17 juillet 2017.

(2) Cédric Lewandowski a remplacé Philippe Torrion dans ses fonctions à compter du 17 juillet 2017.

(3) Simone Rossi a remplacé Vincent de Rivaz dans ses fonctions à compter du 1er novembre 2017.

Alexandre Perra, Directeur auprès du Président-Directeur Général en charge de la coordination exécutive et des relations gouvernementales, est Secrétaire du Comité exécutif.

4.3.2 RENSEIGNEMENTS PERSONNELS RELATIFS AUX MEMBRES DU COMITÉ EXÉCUTIF

Marc Benayoun, 51 ans, ancien élève de l'ESSEC, a commencé sa carrière au sein du Groupe Paribas en 1989, avant de rejoindre The Boston Consulting Group en 1993. Il devient Directeur associé au bureau de Paris en 2001 puis au bureau de Moscou en 2008 et occupe au cours de cette période différentes responsabilités dont celle du développement des compétences dans le secteur du gaz naturel. En 2009, il rejoint le groupe EDF en tant que Directeur Économie Tarifs et Prix. En 2012 il devient Directeur du Marché des Entreprises et Professionnels de la Direction Commerce en charge de la vente d'électricité, de gaz et de services. À ce titre il a piloté le projet lié à la fin des tarifs réglementés d'électricité pour les entreprises et les collectivités locales (plus de 400 000 sites au total, 120 TWh de consommation d'électricité), avec l'objectif de reconquérir une position de leader dans un contexte concurrentiel. Il est membre du Conseil d'administration d'EDF Trading, membre du Conseil de surveillance de Trimet France, Président de Transalpina di Energia, administrateur délégué d'Edison, société qui regroupe les activités du Groupe EDF en Italie, et 3ème énergéticien italien, Président de la Fondazione Edison et administrateur de Fenice. Depuis 2016, il est Directeur Exécutif Groupe en charge du Pôle Gaz et Italie.

Antoine Cahuzac, 63 ans, diplômé de l'École polytechnique et de l'École de la météorologie nationale. Après un premier poste d'ingénieur au ministère des Transports, Antoine Cahuzac intègre en 1982 la Direction des Études et Recherches d'EDF. En 1985, il rejoint le service des *swaps* du Crédit commercial de France (CCF), dont il prend la direction en 1988. Après un passage de trois ans chez Vinci où il est chargé de mission auprès du Directeur Général de la société, il revient au CCF en 1994 où il occupe successivement différentes fonctions au sein de la Banque d'investissement du CCF puis d'HSBC à compter de 2000 en étant, durant de nombreuses années, coresponsable du secteur *Energy and Utility* pour le groupe

HSBC. Avant de rejoindre la France en 2008 pour suivre les ETI pour le compte du Directeur Général d'HSBC France, il est basé à Dubaï, près de trois ans, pour suivre la zone MENAT pour le compte de la Banque d'investissement. Depuis mai 2011, il était responsable des activités de Banque privée d'HSBC en France. Il était également membre du Comité de Direction d'HSBC France depuis de nombreuses années. En 2012, Antoine Cahuzac devient Directeur Général d'EDF Énergies Nouvelles puis Président-Directeur Général en 2017. Il est également Directeur Exécutif Groupe chargé du Pôle Énergies Renouvelables depuis mars 2015. Il est administrateur d'EDF Luminus et d'EDF Trading ainsi que du Syndicat des Énergies Renouvelables et de l'Union Française de l'Électricité.

Christophe Carval, 57 ans, titulaire d'un diplôme d'ingénieur en Électricité d'HEI Lille, a rejoint le groupe EDF en 1982. Il a occupé plusieurs postes de management d'Unité Départementale, Régionale et Interrégionale dans le métier de la distribution d'électricité et de gaz. Il a été chargé, en 2007, du projet de création puis du management de la direction des Services Partagés du groupe EDF. Il occupait depuis 2014, le poste de Directeur Ressources Humaines, santé sécurité et de la Transformation d'Enedis. Depuis juillet 2017, il est Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction des Ressources Humaines Groupe.

Xavier Girre, 49 ans, est diplômé de HEC, titulaire d'une maîtrise en droit des affaires, lauréat de l'Institut d'Études Politiques de Paris (IEP) et ancien élève de l'ENA. Xavier Girre a commencé sa carrière à la Cour des comptes en 1995, avant de rejoindre le groupe Veolia en 1999, où il a passé douze années et a notamment occupé les postes de Directeur des risques et de l'audit du groupe Veolia puis Directeur Général Adjoint en charge des finances de Veolia Transport puis de Veolia Propreté. De 2011 à 2015, il a été DGA et Directeur Financier du Groupe La Poste

puis Président du Directoire de XAnge Private Equity. Xavier Girre a rejoint EDF en 2015 en tant que Directeur Financier pour la France, avant d'être nommé Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Financière. Il est également administrateur d'EDF Energy, d'EDF Energies Nouvelles, de Dalkia, Président du Conseil d'administration d'EDF Trading, membre du Conseil de Surveillance d'Enedis et Président Directeur Général de CTE. Xavier Girre est, par ailleurs, membre du comité éthique du MEDEF, administrateur et Président du Comité d'audit de la Française des Jeux.

Véronique Lacour, 53 ans, est titulaire d'un DESS systèmes d'information de l'université Paris I Panthéon Sorbonne. Elle débute sa carrière chez Thales en 1987, où elle construit une expérience solide dans les systèmes d'information, avant de devenir, en 2004, Directeur des Systèmes d'Information d'une nouvelle Division de Thales. De 2007 à 2009, elle en dirige le Service Partagé Systèmes d'Information Ressources Humaines. Elle rejoint Safran en 2009, où elle occupe successivement les postes de Directeur des Systèmes d'Information de Safran Aircraft Engines (anciennement Snecma), puis de Directeur de la démarche de progrès en 2013 afin de piloter le programme d'amélioration continue et les actions de transformation. Elle devient ensuite Directeur des programmes de Safran Analytics, et participe à la création de cette nouvelle entité dédiée au Big Data qui s'inscrit dans la stratégie de transformation digitale du Groupe. Véronique Lacour a rejoint EDF le 1^{er} décembre 2016 en tant que Directeur Exécutif Groupe en charge de la Transformation et de l'Efficacité Opérationnelle et membre du Comité exécutif afin de diriger les activités du Groupe en matière de systèmes d'information, d'achats, d'immobilier, de conseil et de services partagés tertiaires et IT.

Henri Lafontaine, 61 ans, ingénieur diplômé de Supélec, titulaire d'une maîtrise de mathématiques, intègre EDF en 1983, où il occupe différentes responsabilités au sein de la direction de la Distribution qui l'ont conduit à la tête d'EDF GDF Services Marseille en 2000. En 2002, il est nommé Directeur Général d'Edenor, filiale d'EDF en Argentine. Il prend en charge en 2007 la direction des Systèmes Énergétiques Insulaires puis intègre en 2010 la Direction Commerce en tant que Directeur d'EDF Entreprises. En juillet 2013, Henri Lafontaine est nommé Directeur Exécutif Groupe en charge du Commerce, de l'Optimisation, du Trading et des Systèmes Énergétiques Insulaires. Depuis mars 2015, il est Directeur Exécutif Groupe en charge du Pôle Clients, Services et Action Régionale. Il supervise les filiales de services énergétiques (Dalkia, Tiru, Citelum, Netseenergy, Sodetrel, Sowee, Agregio...). Il est, de plus, Président de Citelum, et Administrateur de Dalkia et de EDF Energy. Il est également Directeur Commerce d'EDF.

Marianne Laigneau, 53 ans, est une ancienne élève de l'École Normale Supérieure de Sèvres et de l'ENA (promotion « Condorcet »), agrégée de lettres classiques, diplômée de l'IEP de Paris et titulaire d'un DEA de littérature française. A sa sortie de l'ENA, elle intègre le Conseil d'État et devient Conseiller d'État en 2007. En 1997, elle est détachée au ministère des Affaires étrangères comme premier Conseiller à l'Ambassade de France à Tunis. De 2000 à 2002, au sein du Conseil d'État, elle est notamment chargée de mission auprès de la directrice de l'ENA, conseiller juridique du ministère de la culture, et maître de conférence de droit public à l'ENA. En 2003, Marianne Laigneau rejoint Gaz de France en tant que Chef du service des Affaires Institutionnelles à la Direction générale puis Délégué aux Affaires Publiques (2004). Elle rejoint le groupe EDF en janvier 2005 en tant que Directeur Juridique Groupe, puis occupe le poste de Secrétaire Général, membre du Comité exécutif, à compter de juin 2007. Elle est Directeur des Ressources Humaines Groupe, membre du Comité exécutif de 2010 à 2017. En juillet 2017, elle est nommée Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Internationale. Le 11 janvier 2018, elle est nommée Présidente du Conseil de Surveillance d'Enedis. Elle est administrateur de Vinci Autoroutes.

Cédric Lewandowski, 48 ans, est diplômé de l'Institut d'Études Politiques (IEP) de Paris et diplômé d'Études Approfondies (DEA) de Géopolitique (Paris-VIII). Cédric Lewandowski a débuté sa carrière à EDF en 1998 en tant que Chef du cabinet du président d'EDF de 1998 à 2004, puis Directeur des transports et des véhicules électriques d'Électricité de France de 2005 à 2008. Puis, il devient Directeur d'EDF Collectivités à la Direction Commerce d'EDF de 2008 à 2012, Président du Conseil d'administration de la Société H4 de 2009 à 2012, Administrateur de la Société

Safidi de 2009 à 2012 et Président du Conseil d'administration de la Société Tiru de 2009 à 2012. Il est ensuite nommé Directeur du Cabinet Civil et Militaire du ministre de la Défense de mai 2012 à mi 2017. Depuis juillet 2017, il est Directeur Exécutif du groupe EDF en charge de la direction Innovation, Stratégie et Programmation. Il est Président du Comité exécutif d'EDF Nouveaux Business Holding, membre du Conseil d'administration d'Enedis, administrateur de l'UFE et Président du Conseil d'administration d'Électricité de Strasbourg.

Dominique Minière, 59 ans, diplômé de l'École des Mines de Paris (1981). Entré en 1982 comme jeune ingénieur chez EDF, il exerce rapidement des responsabilités au sein du département Maintenance de la direction chargée de l'Exploitation des centrales de production d'électricité nucléaire et thermique françaises ; près du tiers du parc actuellement en fonctionnement est mis en service sur cette période. De 1986 à 1989, il participe au démarrage de la centrale nucléaire de Golfech (Tarn-et-Garonne), puis, de 1993 à 1997, au démarrage de la centrale nucléaire de Daya Bay en Chine. Il rejoint, en 1997, la centrale de Cattenom (Moselle), dont il prend la direction en 1999. De 2002 à 2013, il occupe successivement les postes de Directeur adjoint puis de Directeur de la Division Production Nucléaire, qui supervise les 58 unités de production nucléaire d'EDF en France. En mars 2013, il devient Directeur Délégué de la direction Production Ingénierie, qui porte la responsabilité de l'ensemble du parc de production d'électricité nucléaire, thermique et hydraulique d'EDF. Il est, depuis mars 2015, Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction du Parc Nucléaire et Thermique.

Simone Rossi, 49 ans, diplômé de l'université Bocconi (Milan) en administration des affaires. Simone Rossi commence sa carrière comme consultant, d'abord chez KPMG Consulting en *corporate finance*, puis à partir de 1996 chez McKinsey & Company, où il se spécialise principalement dans les secteurs de l'énergie, des institutions financières et des technologies d'information et de communication. En 2004, il entre chez Edison SpA à Milan, en tant que responsable stratégie, avant d'être promu Directeur du Contrôle financier et des Systèmes d'Information en 2007. Fin 2009, il est nommé Directeur Financier de Constellation Energy Nuclear Group (CENG), société basée à Baltimore aux États-Unis. Il devient ensuite *Chief Financial Officer* d'EDF Energy en avril 2011. Simone Rossi est nommé en mars 2015, Directeur Exécutif Groupe chargé de la direction Internationale d'EDF. Depuis le 1^{er} novembre 2017, il est *Chief Executive Officer* d'EDF Energy et Directeur Exécutif Groupe d'EDF.

Pierre Todorov, 59 ans, ancien élève de l'École normale supérieure (Ulm) et de l'École nationale d'administration (ENA), agrégé de philosophie. Pierre Todorov est auditeur, puis maître des requêtes au Conseil d'État de 1986 à 1990. Il rejoint à cette date le groupe Lagardère, au sein duquel il exerce diverses fonctions dans la branche médias, notamment celle de Directeur Général Adjoint International d'Hachette Filipacchi. En 1997, il est nommé Secrétaire Général du groupe Accor, fonction qu'il exerce jusqu'en 2008. Entre 2008 et 2011, il est associé du cabinet d'avocats Hogan Lovells LLP, puis il rejoint PSA Peugeot Citroën en 2011, en qualité de Secrétaire Général, membre du Comité de Direction Générale. Pierre Todorov est Secrétaire Général et membre du Comité exécutif du groupe EDF depuis le 2 février 2015.

Xavier Ursat, 51 ans, diplômé de l'École polytechnique et de Télécom Paris. Il entre à EDF en 1991 où il exerce d'abord diverses fonctions au sein de l'ingénierie hydraulique jusqu'en 2002. Il pilote notamment la réalisation des centres de conduite hydraulique d'EDF et contribue à des projets internationaux, notamment en Amérique du Sud. De 2002 à 2005, il est Chargé de mission auprès du Directeur Général Adjoint d'EDF en charge de la Production et de l'Ingénierie. De 2005 à 2007, il est Directeur Adjoint de l'Unité de Production Alpes à Grenoble et de 2007 à 2010, Directeur de l'Unité de Production Sud-Ouest à Toulouse. De 2010 à 2014, il est successivement Directeur Délégué et Directeur de la Division Production et Ingénierie Hydraulique. Depuis mars 2015, Xavier Ursat est Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Ingénierie et Projets Nouveau Nucléaire. Il est également administrateur d'EDF Énergies Nouvelles, gouverneur du Conseil mondial de l'eau, Président du Comité de surveillance et d'orientation d'Edvance et membre du Conseil de surveillance et d'orientation de Framatome. Il est par ailleurs Vice-président de la SFEN.

4.4 CONFLITS D'INTÉRÊTS, ABSENCE DE CONDAMNATION DES MEMBRES DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION GÉNÉRALE, CONTRATS DE SERVICE

4.4.1 CONFLITS D'INTÉRÊTS

À la connaissance de la Société, il n'existe à la date de dépôt du présent document de référence aucun conflit d'intérêts potentiel à l'égard d'EDF entre les devoirs des membres du Conseil d'administration et de la Direction Générale de la Société et leurs intérêts privés ou d'autres devoirs (concernant les règles applicables aux membres du Conseil d'administration en matière de conflits d'intérêts, voir la section 4.2.2.7 « Obligations et devoirs des administrateurs »).

Sous réserve des dispositions légales et réglementaires particulières applicables à la composition du Conseil d'administration de la Société (voir section 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration »), il n'existe à la connaissance de la Société aucun arrangement ou accord conclu avec des actionnaires, clients, fournisseurs ou autres en vertu duquel un membre du Conseil d'administration ou un membre de la Direction Générale a été nommé en cette qualité.

À la connaissance de la Société, il n'existe aucune restriction acceptée par un membre du Conseil d'administration concernant la cession dans un certain laps de temps de sa participation dans le capital de la Société, à l'exception des restrictions résultant du Code de déontologie boursière d'EDF (voir section 4.5.2 « Opérations réalisées sur les titres de la Société »). En outre, les mandataires sociaux qui détiendraient des parts de Fonds Communs de Placement du plan d'épargne entreprise du groupe EDF investis en actions EDF, ou qui auraient acheté des actions à l'État dans le cadre des lois de privatisations, peuvent être soumis aux règles de blocage ou d'incessibilité résultant des dispositions applicables à ces opérations.

À la connaissance d'EDF, il n'existe par ailleurs aucun lien de nature familiale entre les membres des organes d'administration ou de Direction Générale.

4.4.2 ABSENCE DE CONDAMNATION

À la connaissance d'EDF, aucun des membres du Conseil d'administration ou de la Direction Générale d'EDF n'a fait l'objet, au cours des cinq dernières années au moins : (i) d'une condamnation pour fraude, (ii) d'une faillite, mise sous séquestre ou liquidation ni (iii) d'une incrimination ou sanction publique officielle prononcée par des autorités statutaires ou réglementaires.

Par ailleurs, à la connaissance d'EDF, aucun des membres du Conseil d'administration ou de la Direction Générale d'EDF n'a été empêché par un tribunal d'agir en qualité de membre d'un organe d'administration, de direction ou de surveillance d'un émetteur ou d'intervenir dans la gestion ou la conduite des affaires d'un émetteur au cours des cinq dernières années.

4.4.3 CONTRATS DE SERVICE

Les mandataires sociaux d'EDF ne sont pas liés à la Société ou à l'une quelconque de ses filiales par un contrat de services prévoyant l'octroi d'avantages au terme d'un tel contrat.

4.5 PARTICIPATION DES ADMINISTRATEURS DANS LE CAPITAL ET OPÉRATIONS RÉALISÉES SUR LES TITRES EDF PAR LES MANDATAIRES SOCIAUX ET LES DIRIGEANTS

4.5.1 PARTICIPATION DES ADMINISTRATEURS

Au 31 décembre 2017, les membres du Conseil d'administration de la Société, dont les mandats sont en cours au 31 décembre 2017, détenaient un total de 3 946 actions. Le tableau ci-dessous détaille le nombre d'actions EDF détenues individuellement par ces administrateurs au 31 décembre 2016 et au 31 décembre 2017 :

	Nombre d'actions EDF détenues au 31/12/2016	Nombre d'actions EDF détenues au 31/12/2017
Jacky Chorin ⁽¹⁾	259	269
Philippe Crouzet	210	294
Christophe Cuvilliez ⁽²⁾	n.a.	24
Bruno Lafont	171	238
Colette Lewiner ⁽³⁾	1 807	1 825
Marie-Hélène Meyling	28	28
Laurence Parisot	100	137
Christian Taxil ⁽¹⁾	1 090	1 131
TOTAL	3 665	3 946

n.a. : non applicable.

(1) Actions détenues par l'intermédiaire d'un FCPE.

(2) M. Cuvilliez est administrateur depuis le 7 novembre 2017.

(3) Actions détenues directement et par l'intermédiaire d'un FCPE.

Les autres administrateurs ne détenaient aucune action EDF au 31 décembre 2017.

4.5.2 OPÉRATIONS RÉALISÉES SUR LES TITRES DE LA SOCIÉTÉ

Le groupe EDF a adopté depuis 2006 des principes et règles applicables aux opérations sur titres de la société EDF ou des filiales cotées du groupe EDF. Ces règles ont été rassemblées dans un Code de déontologie présenté au Comité exécutif d'EDF le 4 avril 2011. Ce code a été mis à jour en 2016 pour tenir compte de l'entrée en vigueur du règlement (UE) n° 596/2014 sur les abus de marché (dit « règlement MAR »), ses règlements d'exécution ⁽¹⁾, la loi n° 2016/819 du 21 juin 2016 réformant le système de répression des abus de marché et le nouveau Guide de l'information permanente et de la gestion de l'information privilégiée publié par l'AMF le 26 octobre 2016.

En parallèle de la diffusion de ce code, des actions de sensibilisation aux règles boursières sont menées auprès des collaborateurs du Groupe, concernant en particulier les précautions et obligations liées à la détention d'informations privilégiées et les périodes de *black-out* pendant lesquelles toute personne ayant un accès permanent ou ponctuel à des informations privilégiées, y compris les tiers agissant au nom ou pour le compte du Groupe, et, s'agissant plus spécifiquement des périodes de *black-out*, toutes les personnes exerçant des fonctions dirigeantes au sein du Groupe, doivent impérativement s'abstenir d'effectuer des transactions sur les titres de la Société ou sur d'autres instruments financiers qui leur sont liés.

Le Code de déontologie rappelle également les obligations pesant sur les dirigeants, les responsables de haut niveau ainsi que les personnes qui leur sont étroitement liées de déclarer à l'AMF et à la Société les opérations qu'ils effectuent pour leur propre compte sur les titres de la Société ou sur d'autres instruments financiers qui leur sont liés. En effet, selon les termes de l'article 19 du règlement MAR, précisés par l'article 223-22 A du règlement général de l'AMF, les dirigeants des sociétés dont les actions sont admises aux négociations sur un marché réglementé doivent déclarer les opérations effectuées sur les titres de la Société à l'AMF et à la Société dans un délai de trois jours ouvrés suivant leur réalisation, lorsque le montant cumulé de ces opérations excède la somme de 20 000 euros au titre de l'année civile en cours.

Le règlement général de l'AMF ⁽²⁾ dispose par ailleurs que le Conseil d'administration d'EDF doit rendre compte dans son rapport annuel à l'Assemblée générale ordinaire des actionnaires des opérations qui ont été déclarées par les dirigeants et les personnes assimilées ⁽³⁾ au cours du dernier exercice.

Aucune opération sur les titres EDF n'a été déclarée à l'AMF ou à la Société au cours de l'exercice 2017 par les membres du Conseil d'administration et du Comité exécutif de la Société.

(1) Règlement délégué (UE) 2016/522 du 17 décembre 2015, relatif aux indicateurs de manipulation de marché, aux seuils de publication d'informations, à l'autorisation de négociation pendant les périodes d'arrêt et aux types de transactions à notifier par les dirigeants ; règlement délégué (UE) 2016/908 du 26 février 2016, relatif aux pratiques de marché admises ; règlement délégué (UE) 2016/909 du 1er mars 2016, relatif aux notifications et listes des instruments financiers à adresser à l'autorité compétente en application de l'article 4 du règlement MAR ; règlement délégué (UE) 2016/1052 du 8 mars 2016, relatif aux conditions applicables aux programmes de rachat et aux mesures de stabilisation ; règlement délégué (UE) 2016/957 du 9 mars 2016, relatif aux pratiques abusives, aux ordres et aux transactions suspects ; règlement délégué (UE) 2016/958 du 9 mars 2016, définissant les modalités techniques de présentation objective de recommandations d'investissement ou d'autres informations recommandant ou suggérant une stratégie d'investissement et la communication d'intérêts particuliers ou de l'existence de conflits d'intérêts ; règlement délégué (UE) 2016/960 du 17 mai 2016, relatif aux sondages de marché ; règlement d'exécution (UE) 2016/347 du 10 mars 2016, relatif aux listes d'initiés ; règlement d'exécution (UE) 2016/523 du 10 mars 2016, relatif aux transactions effectuées par les personnes exerçant des responsabilités dirigeantes ; règlement d'exécution (UE) 2016/378 du 11 mars 2016, définissant des normes techniques d'exécution concernant la date, le format et le modèle de présentation des notifications prévues à l'article 4 du règlement MAR ; règlement d'exécution (UE) 2016/959 du 17 mai 2016, relatif aux sondages de marché ; règlement d'exécution (UE) 2016/1055 du 29 juin 2016, relatif aux modalités techniques de publication et de report des informations privilégiées.

(2) Article 223-26 du règlement général de l'AMF.

(3) Au sein d'EDF, les personnes « assimilées aux dirigeants » sont les membres du Comité exécutif de la Société.

4.6 RÉMUNÉRATION ET AVANTAGES

4.6.1 RÉMUNÉRATION DES MANDATAIRES SOCIAUX

Les rémunérations et avantages de toutes natures versés durant l'exercice 2017 aux mandataires sociaux par la Société et les sociétés contrôlées sont détaillés ci-dessous.

Les tableaux figurant ci-après ont été établis selon le format préconisé par le code consolidé de gouvernement d'entreprise AFEP-MEDEF et la position-recommandation n° 2009-16 de l'AMF modifiée le 13 avril 2015.

4.6.1.1 Rémunération globale du Président-Directeur Général

TABLEAU DE SYNTHÈSE DES RÉMUNÉRATIONS ET DES OPTIONS ET ACTIONS ATTRIBUÉES AU DIRIGEANT MANDATAIRE SOCIAL ⁽¹⁾

(en euros)	Exercice 2017	Exercice 2016
Jean-Bernard Lévy, Président-Directeur Général		
Rémunérations dues au titre de l'exercice	452 868	452 868
Valorisation des rémunérations variables pluriannuelles attribuées au cours de l'exercice	néant	néant
Valorisation des options attribuées au cours de l'exercice ⁽²⁾	néant	néant
Valorisation des actions attribuées gratuitement au cours de l'exercice ⁽²⁾	néant	néant
TOTAL	452 868	452 868

(1) Tableau n° 1 de la position-recommandation n° 2009-16 de l'AMF.

(2) Comme indiqué à la section 4.6.2, la Société n'a mis en œuvre aucun plan de souscription ou d'achat d'actions, et les mandataires sociaux ne bénéficient pas d'attributions gratuites d'actions.

Le tableau ci-dessous détaille les rémunérations de toutes natures dues et versées à Jean-Bernard Lévy, Président-Directeur Général, au titre des exercices 2016 et 2017.

TABLEAU RÉCAPITULATIF DES RÉMUNÉRATIONS DU DIRIGEANT MANDATAIRE SOCIAL ⁽¹⁾

(en euros)	Exercice 2017		Exercice 2016	
	Montants dus au titre de l'exercice	Montants versés au cours de l'exercice	Montants dus au titre de l'exercice	Montants versés au cours de l'exercice
Jean-Bernard Lévy, Président-Directeur Général				
Rémunération fixe	450 000	450 000	450 000	450 000
Rémunération variable	néant	néant	0	0
Rémunération variable pluriannuelle	néant	néant	néant	néant
Rémunération exceptionnelle	néant	néant	néant	néant
Jetons de présence	néant	néant	néant	néant
Avantages en nature ⁽²⁾	2 868	2 868	2 868	2 868
TOTAL	452 868	452 868	452 868	452 868

(1) Tableau n° 2 de la position-recommandation n° 2009-16 de l'AMF.

(2) Ces avantages en nature consistent en la mise à disposition d'un véhicule de fonction.

4.6.1.1.1 Modalités de détermination de la rémunération

En application de l'article 3 du décret n° 53-707 du 9 août 1953 et de l'article L. 225-47 du Code de commerce, les éléments composant la rémunération du Président-Directeur Général sont fixés par le Conseil d'administration de la Société sur proposition du Comité des nominations et des rémunérations et approuvés par le ministre chargé de l'économie après consultation des ministres intéressés (voir section 4.2.3.5 « Comité des nominations et des rémunérations »).

Le décret n° 2012-915 du 26 juillet 2012 a modifié le décret du 9 août 1953 en instaurant un plafonnement à 450 000 euros pour la rémunération des mandataires sociaux des entreprises publiques auxquelles ce décret est applicable.

Conformément aux dispositions de l'article L. 225-37-2 du Code de commerce, la politique et les éléments composant la rémunération du dirigeant mandataire social exécutif ainsi que, le cas échéant, le versement d'éléments de rémunération variables et exceptionnels, font l'objet de résolutions soumises au vote de l'Assemblée générale des actionnaires (voir la section 4.6.1.2 « Politique de rémunération qui sera présentée à Assemblée générale d'EDF convoquée le 15 mai 2018 »).

4.6.1.1.2 Fixation de la rémunération du Président-Directeur Général

Rémunération au titre de l'exercice 2017

Le Comité des nominations et des rémunérations réuni le 13 janvier 2017 a examiné la politique de rémunération du Président-Directeur Général et décidé de recommander au Conseil d'administration le maintien des principes et critères de détermination des éléments composant sa rémunération pour l'exercice 2017.

Sur proposition du Comité, le Conseil d'administration réuni le 24 janvier 2017 a décidé de maintenir à 450 000 euros bruts la rémunération fixe annuelle du Président-Directeur Général au titre de l'exercice 2017.

Rémunération au titre de l'exercice 2018

Le Comité des nominations et des rémunérations réuni le 7 février 2018 a examiné la politique de rémunération du Président-Directeur Général et décidé de recommander au Conseil d'administration le maintien des principes et critères de détermination des éléments composant sa rémunération pour l'exercice 2018.

Sur proposition du Comité, le Conseil d'administration réuni le 15 février 2018 a décidé de maintenir à 450 000 euros bruts la rémunération fixe annuelle du Président-Directeur Général au titre de l'exercice 2018.

4.6.1.1.3 Autres éléments de rémunération

En 2017, M. Jean-Bernard Lévy n'a perçu aucun jeton de présence au titre de son mandat de Président du Conseil d'administration et administrateur d'EDF. Il n'a par ailleurs perçu aucun jeton de présence au titre de mandats exercés dans des sociétés contrôlées par EDF, ni aucune rémunération de quelque nature que ce soit de la part de sociétés contrôlées.

La Société n'a attribué aucune option de souscription ou d'achat d'action au Président-Directeur Général en 2017, et aucune option n'a été exercée au cours de l'exercice. De même, aucune action n'a été attribuée gratuitement au Président-Directeur Général au cours de l'exercice écoulé, et aucune n'est devenue disponible.

M. Jean-Bernard Lévy n'a reçu aucune prime d'arrivée de la part d'EDF.

CONTRAT DE TRAVAIL, RETRAITE SUPPLÉMENTAIRE, INDEMNITÉS DE DÉPART ET CLAUSE DE NON-CONCURRENCE

Dirigeant mandataire social ⁽¹⁾	Contrat de travail	Régime de retraite supplémentaire	Indemnités ou avantages dus ou susceptibles d'être dus à raison de la cessation ou du changement des fonctions	Indemnités relatives à une clause de non-concurrence
Jean-Bernard Lévy, Président-Directeur Général	non	non	oui	non

(1) Tableau n° 11 de la position-recommandation n° 2009-16 de l'AMF.

Sur proposition du Comité des nominations et des rémunérations, le Conseil d'administration réuni le 8 avril 2015 a décidé l'attribution à M. Jean-Bernard Lévy d'une indemnité de rupture conforme aux dispositions du Code de commerce et aux recommandations du Code de gouvernement d'entreprise AFEP-MEDEF en cas de cessation de son mandat de Président-Directeur Général d'Électricité de France. Cette indemnité est soumise aux conditions et modalités suivantes :

- **fait générateur de l'indemnité** : octroi définitif de l'indemnité sur décision du Conseil d'administration, uniquement en cas de départ contraint (révocation sauf pour faute grave ou lourde) ;
- **modalités de calcul et plafond** : montant initial de l'indemnité de rupture de 200 000 euros bruts après un an d'ancienneté à compter de la date de première nomination, soit le 23 novembre 2014, ensuite augmenté de 60 000 euros bruts par trimestre d'ancienneté supplémentaire, dans la limite du plafond d'un an de rémunération ;
- **critère de performance** : le paiement de l'indemnité de rupture ne sera dû que dans le cas où l'EBITDA Groupe budgété est atteint à hauteur de 80 % au moins sur deux des trois derniers exercices écoulés au moment de la cessation des fonctions ; dans l'hypothèse où la cessation des fonctions interviendrait au cours de la deuxième année d'exercice du mandat, le Conseil appréciera l'atteinte de ce critère sur la base du dernier exercice écoulé ; dans l'hypothèse d'une cessation des fonctions au cours de la troisième année du mandat, l'atteinte du critère sera mesurée sur les deux derniers exercices écoulés.

Cet engagement réglementé visé à l'article L. 225-42-1 du Code de commerce a fait l'objet d'un rapport spécial des Commissaires aux comptes en date du 8 avril 2015 inclus en annexe C du document de référence 2014.

4.6.1.2 Politique de rémunération qui sera présentée à Assemblée générale d'EDF convoquée le 15 mai 2018

Conformément aux dispositions du Code de commerce, il sera demandé à l'Assemblée générale d'EDF convoquée le 15 mai 2018 de se prononcer sur les éléments de la rémunération due ou attribuée à M. Jean-Bernard Lévy, Président-Directeur Général de la Société au titre de l'exercice 2017 ainsi que sur la politique de rémunération pour 2018 le concernant.

Ces éléments sont décrits dans les paragraphes ci-dessus.

Les projets de résolutions qui seront soumis au vote des actionnaires sont :

Approbation des éléments fixes, variables et exceptionnels composant la rémunération totale et les avantages de toute nature versés ou attribués à M. Jean-Bernard Lévy, Président-Directeur Général de la Société, au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2017

L'Assemblée générale, statuant conformément aux dispositions de l'article L. 225-100 du Code de commerce, connaissance prise du rapport du Conseil d'administration ainsi que des informations prévues au dernier alinéa de l'article L. 225-37 du Code de commerce, approuve les éléments fixes, variables et exceptionnels composant la rémunération totale et les avantages de toute nature versés ou attribués à M. Jean-Bernard Lévy, Président-Directeur Général de la Société, au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2017, qui sont décrits dans le document de référence de la Société (section 4.6.1.1) et rappelés dans le rapport du Conseil d'administration.

Approbation des principes et des critères de détermination, de répartition et d'attribution des éléments fixes, variables et exceptionnels composant la rémunération totale et les avantages de toute nature, attribuables pour l'exercice 2018 au Président-Directeur Général de la Société

L'Assemblée générale, statuant conformément aux dispositions de l'article L. 225-37-2 du Code de commerce, connaissance prise du rapport du Conseil d'administration ainsi que des informations prévues au dernier alinéa de l'article L. 225-37 du Code de commerce, approuve les principes et critères de détermination, de répartition et d'attribution de l'ensemble des éléments composant la rémunération totale et les avantages de toute nature, attribuables au Président-Directeur Général de la Société pour l'exercice 2018, qui ont été fixés par le Conseil d'administration de la Société sur proposition du Comité des nominations et des rémunérations, sont décrits dans le document de référence de la Société (section 4.6.1.1) et sont rappelés dans le rapport du Conseil d'administration.

Ces principes et critères sont les suivants :

- versement d'une rémunération fixe annuelle brute de 450 000 euros ;
- mise à disposition d'un véhicule de fonction représentant un avantage en nature ;
- versement d'une indemnité de rupture en cas de départ contraint, sous réserve de l'atteinte de critères de performance ; et
- absence de tout autre élément de rémunération ou avantage de quelque nature que ce soit, y compris de jeton de présence.

4.6.1.3 Rémunération globale des administrateurs

Le tableau ci-dessous fait apparaître les montants bruts des jetons de présence versés au cours des exercices 2016 et 2017 aux membres du Conseil d'administration. Aucune rémunération exceptionnelle au titre de leur mandat, ni aucune autre rémunération n'a été versée aux administrateurs au cours de l'exercice 2017.

Administrateurs dont les mandats sont en cours au 31 décembre 2017	2016⁽¹⁾	2017⁽¹⁾
Olivier Appert	39 556	40 046
<i>dont versés au budget de l'État</i>	30 889	28 032
Philippe Crouzet	50 167	48 548
<i>dont versés au titre de la participation à un groupe de travail⁽²⁾</i>	10 000	7 500 ⁽³⁾
Maurice Gourdault-Montagne ⁽³⁾	n.a.	n.a.
Bruno Lafont	45 889	42 033
<i>dont versés au titre de la participation à un groupe de travail⁽²⁾</i>	10 000	7 500
Bruno Léchevin	38 333	38 041
<i>dont versés au budget de l'État</i>	38 333	38 041
Marie-Christine Lepetit	49 944	48 064
<i>dont versés au budget de l'État</i>	49 944	48 064
Jean-Bernard Lévy	n.a.	n.a.
Colette Lewiner	87 500	79 066
<i>dont versés au titre de la participation à un groupe de travail⁽²⁾</i>	40 000	30 000
Laurence Parisot	53 222	48 548
<i>dont versés au titre de la participation à un groupe de travail⁽²⁾</i>	10 000	7 500
Claire Pedini ⁽⁴⁾	2 722	40 530
<i>dont versés au titre de la participation à un groupe de travail⁽²⁾</i>	n.a.	7 500
Michèle Rousseau ⁽⁵⁾	n.a.	19 566
<i>dont versés au budget de l'État</i>	n.a.	19 566
Martin Vial	22 333	40 547
<i>dont versés au budget de l'État</i>	22 333	40 547
TOTAL (EN EUROS)	389 666	444 989

n.a. : non applicable

(1) Les versements réalisés au cours d'un exercice comprennent 50 % de la part fixe et la totalité de la part variable de l'exercice précédent et 50 % de la part fixe de l'exercice en cours.

(2) Voir les sections 4.2.2.8 « Activité du Conseil d'administration en 2017 » et 4.6.1.3 « Rémunération globale des administrateurs » ci-après.

(3) Administrateur depuis le 20 septembre 2017.

(4) Administratrice depuis le 12 mai 2016.

(5) Administratrice depuis le 30 septembre 2016.

Administrateur dont le mandat a pris fin au cours de l'exercice 2017	2016⁽¹⁾	2017⁽¹⁾
Christian Masset ⁽²⁾	37 722	37 039
<i>dont versés au budget de l'État</i>	37 722	37 039
TOTAL (EN EUROS)	37 722	37 039

(1) Les versements réalisés au cours d'un exercice comprennent 50 % de la part fixe et la totalité de la part variable de l'exercice précédent et 50 % de la part fixe de l'exercice en cours.

(2) Administrateur dont le mandat a pris fin le 1^{er} août 2017.

Administrateurs dont les mandats ont pris fin au cours de l'exercice 2016	2016⁽¹⁾	2017⁽¹⁾
Gérard Magnin ⁽²⁾	40 778	14 530
<i>dont versés au budget de l'État</i>	28 544	10 171
Philippe Varin ⁽³⁾	7 333	n.a.
TOTAL (EN EUROS)	48 111	14 530

(1) Les versements réalisés au cours d'un exercice comprennent 50 % de la part fixe et la totalité de la part variable de l'exercice précédent et 50 % de la part fixe de l'exercice en cours.

(2) Administrateur dont le mandat a pris fin le 28 juillet 2016.

(3) Administrateur dont le mandat a pris fin le 12 mai 2016.

Enveloppe et répartition des jetons de présence

Les administrateurs représentant les salariés exercent leur mandat à titre gratuit en application de la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public, et le Président du Conseil d'administration d'EDF ne perçoit pas de jeton de présence.

En application de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014, les jetons de présence alloués aux administrateurs nommés par l'Assemblée générale sur proposition de l'État conformément à l'article 6 de l'ordonnance et ayant la qualité d'agent public de l'État sont versés au budget de l'État. Il en va de même des jetons de présence dépassant un plafond fixé par arrêté du ministre chargé de l'économie ⁽¹⁾ à percevoir par les autres administrateurs nommés par l'Assemblée générale sur proposition de l'État et n'ayant pas la qualité d'agent public.

Concernant le Représentant de l'État nommé en application de l'article 4 de l'ordonnance du 20 août 2014, toute rémunération qu'il perçoit à raison de l'exercice de son mandat est versée au budget de l'État.

Après avis du Comité des nominations et des rémunérations et approbation par le ministre chargé de l'économie en application de l'article 3 du décret n° 53-707 du 9 août 1953, le Conseil d'administration soumet à l'approbation de l'Assemblée générale des actionnaires le montant de l'enveloppe des jetons de présence à allouer ensuite aux administrateurs suivant la répartition décidée par le Conseil d'administration.

Les modalités de répartition de l'enveloppe annuelle de jetons de présence, applicables depuis l'exercice 2011, ont été adoptées par le Conseil d'administration du 22 juin 2011 sur proposition du Comité des nominations et des rémunérations. Elles ont été réexaminées et confirmées par le Conseil d'administration le 24 janvier 2018. Le montant total de l'enveloppe se répartit entre une part fixe et une part variable, représentant chacune la moitié de l'enveloppe, réparties comme suit :

- la part fixe est partagée de manière égale entre les administrateurs concernés ; 50 % de la part fixe annuelle sont versés au cours de l'exercice d'attribution et les 50 % restants au début de l'exercice suivant ;

- la répartition de la part variable entre les administrateurs est déterminée par application d'un coefficient variable selon le type de réunions (Conseil ou Comité) et selon les fonctions particulières occupées par chaque administrateur (membre ou Président de Comité) : un coefficient 2 pour la présence d'un administrateur à une séance du Conseil d'administration, un coefficient 1 pour la présence d'un administrateur en tant que membre à une réunion de Comité et un coefficient 2 pour la présidence d'un Comité. La part variable est divisée par le total des coefficients de l'exercice afin de déterminer la valeur unitaire du coefficient ; la part variable au titre d'un exercice est versée en totalité au début de l'exercice suivant.

L'Assemblée générale du 21 novembre 2014, sur proposition du Conseil d'administration après avis du Comité des nominations et des rémunérations, avait fixé l'enveloppe annuelle de jetons de présence alloués au Conseil pour 2015 et les années ultérieures à 440 000 euros. L'Assemblée générale du 18 mai 2017, sur proposition du Conseil d'administration, a approuvé l'augmentation de l'enveloppe annuelle de jetons de présence pour la porter à 500 000 euros, au titre de l'exercice 2017, afin de rémunérer les travaux menés au cours des exercices 2016 et 2017 par le groupe de travail des administrateurs indépendants dans le cadre du projet de fermeture anticipée de la centrale de Fessenheim. Le Conseil a décidé d'allouer la somme de 30 000 euros à la Présidente du groupe de travail et la somme de 7 500 euros à chaque membre du groupe de travail.

Il sera proposé à l'Assemblée générale des actionnaires convoquée le 15 mai 2018 de maintenir l'enveloppe de jetons de présence annuelle à 500 000 euros pour l'exercice 2018 et les exercices ultérieurs, jusqu'à nouvelle décision de l'Assemblée générale.

4.6.2 OPTIONS DE SOUSCRIPTION OU D'ACHAT D' ACTIONS – ACTIONS GRATUITES

La Société n'a mis en œuvre aucun plan de souscription ou d'achat d'actions, et les mandataires sociaux ne bénéficient pas d'attributions gratuites d'actions ⁽²⁾.

4.

(1) Un arrêté du 18 décembre 2014 pris en application de l'article 6-V de l'ordonnance du 20 août 2014 précise que la Société verse au budget de l'État la rémunération excédant un plafond de 30 % de la rémunération qui devrait être perçue par ces administrateurs.

(2) À l'exception, le cas échéant, des administrateurs élus par les salariés, qui peuvent bénéficier des dispositifs mis en place par la Société au profit de l'ensemble de ses salariés.

4.

GOVERNEMENT D'ENTREPRISE

Rapport des Commissaires aux comptes, sur le Gouvernement d'entreprise du Conseil d'administration

4.7 RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES, ÉTABLI EN APPLICATION DE L'ARTICLE L. 225-235 DU CODE DE COMMERCE, SUR LE RAPPORT SUR LE GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

Exercice clos le 31 décembre 2017

Conformément à l'article L. 225-37 du Code de commerce, les informations devant figurer dans le rapport sur le gouvernement d'entreprise sont intégrées dans une section du rapport de gestion.

Les vérifications des commissaires aux comptes relatives à ces informations sont donc intégrées dans leur rapport sur les comptes annuels (voir 6.4).

5. PERFORMANCES DU GROUPE EN 2017 ET PERSPECTIVES

5.1 EXAMEN DE LA SITUATION FINANCIÈRE ET DU RÉSULTAT	260	5.2 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE	292
5.1.1 Chiffres clés	260	5.3 ÉVOLUTION DES PRIX DE MARCHÉ EN JANVIER ET FÉVRIER 2018	292
5.1.2 Éléments de conjoncture	261	5.4 PERSPECTIVES	293
5.1.3 Événements marquants de l'année 2017	267		
5.1.4 Analyse de l'activité et du compte de résultat consolidé pour 2016 et 2017	269		
5.1.5 Flux de trésorerie et endettement financier net	276		
5.1.6 Gestion et contrôle des risques marchés	280		
5.1.7 Informations sur les délais de paiement des fournisseurs et des clients (article L. 441-6-1 du Code de commerce)	290		
5.1.8 Informations sur les succursales existantes L. 232-1 du Code de commerce	291		

5. PERFORMANCES DU GROUPE EN 2017 ET PERSPECTIVES

Examen de la situation financière et du résultat

5.1 EXAMEN DE LA SITUATION FINANCIÈRE ET DU RÉSULTAT

5.1.1 CHIFFRES CLÉS

En application du règlement européen n° 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, les états financiers consolidés du groupe EDF au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2017 sont préparés conformément aux normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 31 décembre 2017. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (*International Accounting Standards*), IFRS (*International Financial Reporting Standards*) et les interprétations (SIC et IFRIC).

Le référentiel comptable du Groupe est présenté en note 1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017.

Les informations financières présentées dans ce document sont élaborées à partir des comptes consolidés au 31 décembre 2017 du groupe EDF.

Les chiffres clés du Groupe pour l'exercice 2017 sont présentés ci-après.

EXTRAIT DU COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ

(en millions d'euros)	2017	2016	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	69 632	71 203	(1 571)	- 2,2	- 1,0
Excédent brut d'exploitation (EBE)	13 742	16 414	(2 672)	- 16,3	- 14,8
Résultat d'exploitation	5 637	7 514	(1 877)	- 25,0	- 23,2
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	3 401	4 181	(780)	- 18,7	- 15,5
Résultat net part du Groupe	3 173	2 851	322	+ 11,3	+ 13,7
Résultat net courant ⁽¹⁾	2 820	4 085	(1 265)	- 31,0	- 29,3

(1) Le résultat net courant n'est pas défini par les normes IFRS et n'apparaît pas en lecture directe dans le compte de résultat consolidé du Groupe. Il correspond au résultat net hors éléments non récurrents et hors variation nette de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading nets d'impôts (voir section 5.1.4.9 « Résultat net courant »).

PASSAGE DU RÉSULTAT NET PART DU GROUPE AU RÉSULTAT NET COURANT

(en millions d'euros)	2017	2016
Résultat net part du Groupe	3 173	2 851
Plus-value de cession de 49,9 % de la participation du Groupe dans CTE ⁽¹⁾	(1 289)	-
Autres, y compris variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading	(94)	233
Pertes de valeur	1 030	1 001
RÉSULTAT NET COURANT	2 820	4 085
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	(565)	(582)
RÉSULTAT NET COURANT AJUSTÉ DE LA RÉMUNÉRATION DES ÉMISSIONS HYBRIDES	2 255	3 503

(1) Holding détenant 100 % de titres RTE (filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du Code de l'énergie).

EXTRAIT DU BILAN CONSOLIDÉ

(en millions d'euros)	31/12/2017	31/12/2016
Actif immobilisé	156 899	147 626
Stocks et clients	37 549	37 397
Autres actifs	63 649	66 238
Trésorerie, autres actifs liquides, prêt aux sociétés en contrôle conjoint	22 655	25 159
Actifs détenus en vue de leur vente	-	5 220 ⁽¹⁾
TOTAL DE L'ACTIF	280 752	281 640
Capitaux propres - part du Groupe	41 357	34 438
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	7 341	6 924
Passifs spécifiques des concessions	46 323	45 692
Provisions	76 857	74 966
Emprunts et dettes financières	55 670	61 230
Autres passifs	53 204	56 281
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	-	2 109 ⁽²⁾
TOTAL DU PASSIF	280 752	281 640

(1) Inclut 104 millions d'euros d'actifs financiers impactant l'endettement financier net (voir ci-dessous).

(2) Inclut 1 458 millions d'euros de dettes financières impactant l'endettement financier net (voir ci-dessous).

CASH FLOW GROUPE

(en millions d'euros)	2017	2016	Variation en valeur	Variation en %
Cash flow Groupe ⁽¹⁾	(209)	(1 565)	1 356	+ 86,6

(1) Le cash flow Groupe ne constitue pas un agrégat défini par les normes IFRS comme élément de mesure de la performance financière et ne peut pas être comparable aux indicateurs ainsi dénommés par d'autres entreprises. Il est égal au cash flow opérationnel après variation du besoin en fonds de roulement net, investissements nets, dotations et retraits sur actifs dédiés et dividendes.

INFORMATIONS RELATIVES À L'ENDETTEMENT FINANCIER NET

(en millions d'euros)	31/12/2017	31/12/2016	Variation en valeur	Variation en %
Emprunts et dettes financières	56 846	65 195	(8 349)	- 12,8
Dérivés de couvertures des dettes	(1 176)	(3 965)	2 789	- 70,3
Dettes financières reclassées dans les passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente ⁽¹⁾	-	1 458	(1 458)	- 100,0
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(3 692)	(2 893)	(799)	+ 27,6
Actifs financiers disponibles à la vente - Actifs liquides	(18 963)	(22 266)	3 303	- 14,8
Actifs financiers reclassés dans les actifs détenus en vue de leur vente ⁽¹⁾	-	(104)	104	- 100,0
ENDETTEMENT FINANCIER NET ⁽²⁾	33 015	37 425	(4 410)	- 11,8

(1) L'endettement financier net des actifs destinés à être cédés en 2016 concernait principalement CTE (holding détenant 100 % des titres RTE ⁽¹⁾) et des sociétés en Pologne.

(2) L'endettement financier net n'est pas défini par les normes comptables et n'apparaît pas en lecture directe dans le bilan consolidé du Groupe. Il correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides. Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

5.1.2 ÉLÉMENTS DE CONJONCTURE
5.1.2.1 Évolution des prix de marché de l'électricité et des principales sources d'énergie

Dans un marché européen interconnecté, l'analyse des prix de marché en France, mais aussi dans le reste de l'Europe, est un élément de contexte important.

Au cours de l'année 2017, les prix *spot* de l'électricité en Europe ont été globalement supérieurs à ceux de l'année 2016. La hausse des prix s'explique, notamment, par celles du charbon et du CO₂. L'année 2017 a été aussi marquée par une hydraulicité en forte baisse et par un mois de janvier caractérisé par une vague de froid sévère avec des températures de 5 à 6 °C inférieures aux normales dans la plupart des pays européens.

5.1.2.1.1 Prix spot de l'électricité en Europe ⁽²⁾

	France	Royaume-Uni	Italie	Allemagne	Belgique
Moyenne 2017 en base (€/MWh)	45,0	51,7	53,9	34,2	44,6
Variation 2017/2016 des moyennes en base	22,4 %	5,3 %	26,1 %	18,0 %	21,8 %
Moyenne 2017 en pointe (€/MWh)	53,7	56,7	61,4	42,7	54,8
Variation 2017/2016 des moyennes en pointe	17,4 %	- 1,3 %	27,9 %	21,2 %	17,2 %

Les commentaires ci-dessous portent sur les prix en base.

En **France**, la hausse des prix *spot* de l'électricité s'explique par une augmentation des prix des commodités par rapport à l'année 2016. Un mois de janvier très froid, une disponibilité nucléaire dégradée et une sécheresse qui affecte la production hydraulique ont également contribué à la hausse des prix *spot*. La demande en électricité sur l'année s'est établie en moyenne à 54,6 GW (478,7 TWh), relativement stable par rapport à 2016. La consommation sur le premier trimestre est très contrastée entre les mois, compte tenu de températures très froides en janvier et d'un mois de mars qui fut l'un des plus chauds depuis 1957, avec des températures en moyenne de 2 °C au-dessus des normales.

La production nucléaire s'est établie en moyenne à 43,3 GW (379,1 TWh), en recul de 1 % par rapport à 2016, année déjà marquée par une production dégradée, notamment sur le dernier trimestre. Le premier trimestre a été marqué des arrêts pour contrôles supplémentaires liés à la problématique ségrégation carbone, et le dernier trimestre par l'arrêt sur demande de l'ASN des quatre unités du Tricastin.

Les productions moyennes éolienne et solaire sont en hausse (+0,4 GW et +0,1 GW respectivement).

La production thermique à flamme en France augmente de près de 8 TWh en raison de la vague de froid du mois de janvier mais aussi de la faible hydraulicité. La production annuelle s'élève à 53,4 TWh, dont 16,1 TWh pour les moyens de production EDF. Les moyens gaz ont produit 41 TWh, le charbon près de 10 TWh et le fioul environ 2 TWh. Les prix des commodités *spot* gaz et charbon ont connu une hausse par rapport à l'année précédente de respectivement plus de 20 % et 40 %, faisant fortement augmenter les coûts de production, et donc les prix *spot*.

Au **Royaume-Uni**, les prix *spot* de l'électricité ont augmenté de 5,3 % par rapport à 2016 pour atteindre en moyenne 51,7 €/MWh. La hausse a été essentiellement marquée sur le premier trimestre liée à la vague de froid de janvier.

En **Italie**, les prix *spot* moyens ont augmenté de 26,1 % par rapport à 2016 pour atteindre 53,9 €/MWh.

En **Allemagne**, les prix *spot* se sont établis en moyenne à 34,2 €/MWh en base et 42,7 €/MWh en pointe, enregistrant respectivement une hausse de 5,2 €/MWh et

(1) Filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du Code de l'énergie.

(2) **France et Allemagne** : cotation moyenne de la veille sur la Bourse EPEXSPOT pour une livraison le jour même ;
Belgique : cotation moyenne de la veille sur la Bourse BELPEX pour une livraison le jour même ;
Royaume-Uni : cotation moyenne EDF Trading de la veille pour une livraison le jour même, sur le marché de gré à gré ;
Italie : cotation moyenne de la veille sur la Bourse GME pour une livraison le jour même.

5. PERFORMANCES DU GROUPE EN 2017 ET PERSPECTIVES

Examen de la situation financière et du résultat

7,5 €/MWh par rapport à l'année précédente. Le pays a connu 146 heures de prix négatifs contre 97 en 2016. Pour rappel, les prix négatifs interviennent généralement lorsque la production fatale est importante, la consommation relativement faible et les débouchés à l'export saturés. Les moyens peu manœuvrants ne pouvant pas moduler leur production, certains acteurs préfèrent payer afin d'éviter d'arrêter leur moyen de production. Le *spread* France-Allemagne s'élève en moyenne à 10,8 €/MWh, en hausse de 3,0 €/MWh par rapport à 2016. L'augmentation du *spread* s'explique essentiellement par les prix élevés du mois de

janvier et du dernier trimestre, en raison, notamment, de la vague de froid de janvier et de la baisse de la production nucléaire en fin d'année.

En **Belgique**, les prix *spot* ont augmenté de 8 €/MWh par rapport à 2016, s'établissant en moyenne à 44,6 €/MWh. Les prix *spot* belges ont été tirés par les prix du premier trimestre et du deuxième trimestre, en hausse respectivement de 23,3 €/MWh (+ 81,8 %) et 8,6 €/MWh (+ 31,7 %) par rapport à 2016, alors que les prix aux troisième et quatrième trimestres ont été globalement stables (+ 1,6 €/MWh et - 1,3 €/MWh).

5.1.2.1.2 Prix à terme de l'électricité en Europe ⁽¹⁾

	France	Royaume-Uni	Italie	Allemagne	Belgique
Moyenne 2017 du prix du contrat annuel 2018 à terme en base (€/MWh)	38,2	49,8	46,6	32,4	37,2
Variation 2017/2016 des moyennes des prix des contrats annuels à terme en base	14,6 %	3,9 %	13,2 %	21,7 %	11,6 %
Prix à terme du contrat annuel 2018 en base au 27 décembre 2017 (€/MWh)	43,9	52,9	54,2	37,7	44,3
Moyenne 2017 du prix du contrat annuel 2018 à terme en pointe (€/MWh)	50,0	55,6	52,8	40,5	47,9
Variation 2017/2016 des moyennes des prix des contrats annuels à terme en pointe	11,8 %	1,1 %	12,1 %	20,7 %	10,1 %
Prix à terme du contrat annuel 2018 en pointe au 27 décembre 2017 (€/MWh)	55,3	57,8	61,4	46,9	55,3

En Europe, les contrats annuels à terme de l'électricité sont en hausse en moyenne par rapport à l'année 2016, en base comme en pointe. Cette hausse est due principalement à celle des prix du charbon et du CO₂. Après avoir fléchi au premier semestre, les cours sont repartis à la hausse à partir du second semestre avec des mouvements particulièrement importants en automne.

En **France**, le contrat annuel N+1 en base s'est établi en moyenne à 38,2 €/MWh, enregistrant une hausse de 14,6 % par rapport à la moyenne constatée en 2016, en raison principalement de la hausse des prix des commodités. Les prix se sont maintenus globalement à des niveaux supérieurs à ceux de 2016, hormis en novembre, compte tenu de la brutale hausse des prix en novembre 2016. Les prix du contrat annuel 2018 ont été relativement constants jusqu'à mi-août, puis ont fortement augmenté du fait des annonces de l'ASN relatives au parc nucléaire français et de la hausse des prix des commodités, principalement le charbon et le CO₂. À l'approche du guichet ARENH de novembre, les prix se sont maintenus autour de 42 €/MWh. Les prix du contrat annuel pour livraison en 2018 ont clôturé l'année 2017 à 43,9 €/MWh en base, en hausse de 6,4 €/MWh par rapport au début d'année.

Afin de garantir la sécurité d'approvisionnement en électricité, un mécanisme de capacité a été mis en place à partir du 1^{er} janvier 2017. Ce dispositif rémunère les producteurs et détenteurs de capacités d'effacements pour leur disponibilité lors des périodes particulièrement tendues. De leur côté, les fournisseurs doivent acquérir des capacités pour couvrir les besoins de leurs clients à la pointe. Après l'enchère de fin 2016 pour livraison en 2017, qui avait permis d'établir un prix de référence à 10 €/kW, une deuxième enchère a eu lieu en avril pour l'année de livraison 2017. Elle s'est conclue par un prix de 10,42 €/kW. Les premières sessions EPEX d'échanges de capacités pour 2018 ont eu lieu les 9 novembre et 14 décembre 2017. Le prix de référence de la capacité 2018 s'est établi à 9,34 €/kW. Enfin, les premiers certificats de capacité pour 2019 se sont échangés sur l'enchère de décembre à un prix de 13 €/kW.

Au **Royaume-Uni**, le contrat annuel *April Ahead* en base libellé en euros, courant du 1^{er} avril N+1 au 31 mars N+2, a augmenté de 3,9 % en moyenne par rapport à

l'année précédente. Les prix ont suivi les variations des prix du gaz naturel, les moyens gaz contribuant fortement à former le prix de l'électricité dans ce pays. Cette hausse a été accentuée par la dépréciation de près de 4 % de la livre sterling face à l'euro, dans le contexte du Brexit, qui impacte pour près de 2 €/MWh le contrat annuel anglais. À noter : l'opérateur Centrica a annoncé fin juin la fermeture définitive du site de stockage de Rough, le plus grand du Royaume-Uni, faisant suite à de multiples problèmes techniques alors même qu'il était déclaré indisponible aux injections depuis avril 2017 pour une période d'un an. Le contrat annuel a clôturé l'année à 52,9 €/MWh, en baisse de 1,2 €/MWh par rapport à l'année précédente du fait d'un approvisionnement tendu fin 2016 qui avait fait monter ponctuellement les prix.

En **Allemagne**, le contrat annuel en base a augmenté en moyenne de 21,7 % par rapport à 2016, et a évolué de 30,1 €/MWh en début d'année à 37,7 €/MWh en fin d'année. Sur l'ensemble de l'année, les prix allemands ont suivi globalement la même évolution que les prix français en étant plus impactés par la hausse des prix des commodités, notamment la hausse importante du prix du charbon sur l'année, très présent dans le mix énergétique Outre-Rhin, et celle du CO₂. L'évolution du « calendar » allemand a été décorrélée de celle du « calendar » français durant les tensions sur le parc nucléaire français, le *spread* France-Allemagne s'étant ensuite resserré. La capacité du parc renouvelable allemand, éolien et photovoltaïque, a encore augmenté pour s'établir à près de 98 GW.

En **Italie**, le contrat annuel en base a augmenté de 13,2 % en moyenne, pour s'établir à un prix moyen de 46,6 €/MWh en 2017, et a clôturé l'année à 54,3 €/MWh en hausse de 10,2 €/MWh par rapport au début de l'année. Cette hausse s'explique par la hausse des prix du gaz, dont dépend beaucoup la formation du prix de l'électricité en Italie.

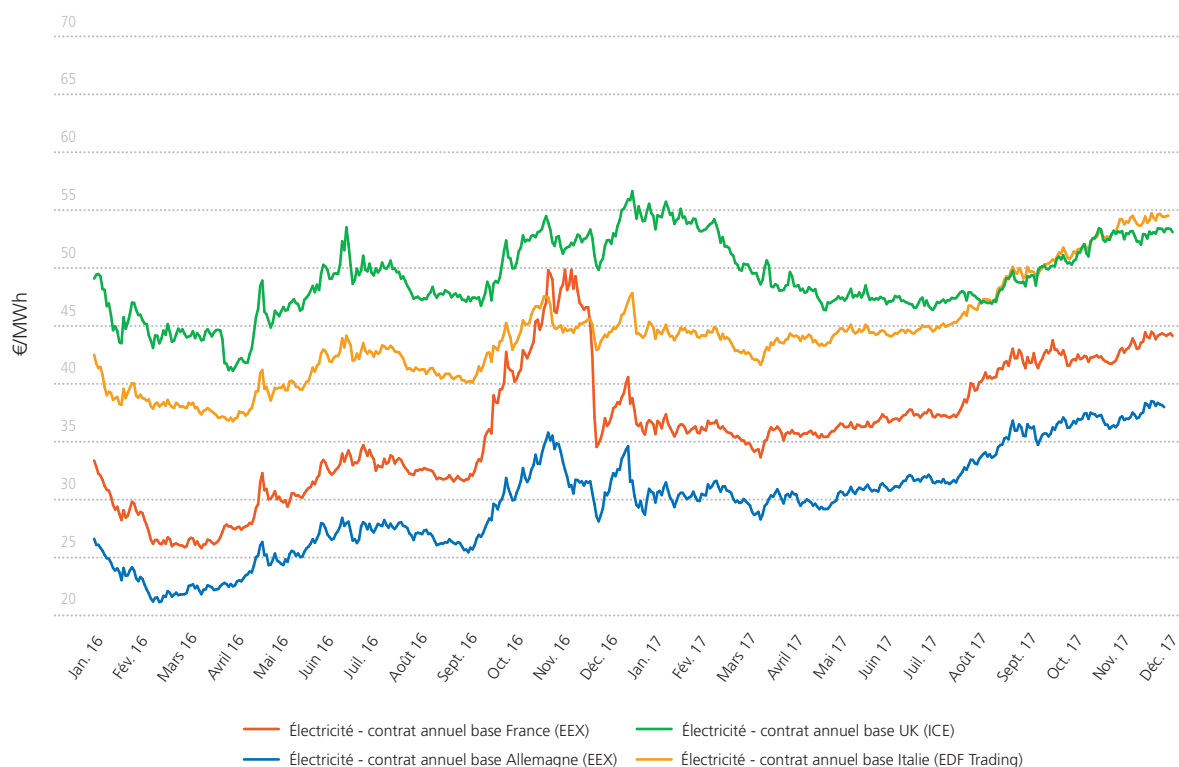
En **Belgique**, le contrat annuel en base s'est établi en moyenne à un niveau supérieur de 11,6 % à celui de l'an dernier dans le sillage du prix des commodités, pour s'établir à un prix moyen de 37,2 €/MWh, et ce malgré le retour des tranches nucléaires belges de Doel 1, Doel 3 et Tihange 1 qui avaient été arrêtées durant le 1^{er} semestre 2016.

(1) **France et Allemagne** : cotation EEX de l'année suivante ;

Belgique et Italie : cotation moyenne EDF Trading de l'année suivante ;

Royaume-Uni : cotation moyenne ICE des contrats annuels avril 2016 puis avril 2017 (au Royaume-Uni, la livraison du contrat annuel a lieu du 1^{er} avril au 31 mars).

➔ Évolution des principaux contrats à terme européens d'électricité en base (n+1)



5.

5.1.2.1.3 Évolution du prix des droits d'émission de CO₂ ⁽¹⁾

Le prix du quota d'émissions pour livraison en décembre 2018 a clôturé l'année 2017 à 8,2 €/t, en hausse de 1,6 €/t par rapport à la fin de l'année 2016. Après une chute les premiers jours de janvier en réaction à la forte hausse de fin décembre 2016, suivie d'une lente baisse entretenue par la faible demande jusqu'à mi-mai, le prix du quota d'émissions est reparti à la hausse avec l'annonce d'une réduction des émissions de CO₂ en 2016 plus faible qu'attendue (- 2,6 % par rapport à 2015) et des signaux politiques en faveur d'un prix du carbone élevé. À partir du mois d'août, la hausse du prix tient d'abord à l'annonce d'une volonté de coopération franco-allemande pour une réforme visant à rééquilibrer le marché des quotas d'émission ; elle s'explique aussi par l'accord protégeant le marché d'une

arrivée massive de quotas britanniques en cas de Brexit et par les annonces de l'ASN faisant craindre l'indisponibilité d'une partie du nucléaire français, et donc le recours plus important au thermique à flamme. Fin décembre, l'arrêt des émissions de quotas sur le marché primaire a limité l'offre et a tiré les prix vers le haut.

Après deux ans de discussions, le conseil de l'Union européenne et le Parlement européen se sont accordés, le 9 novembre 2017, sur la réforme EU-ETS pour la période 2021-2030. Le projet de réforme doit encore être formellement approuvé par ces institutions d'ici le second trimestre 2018. Ce texte comprend notamment :

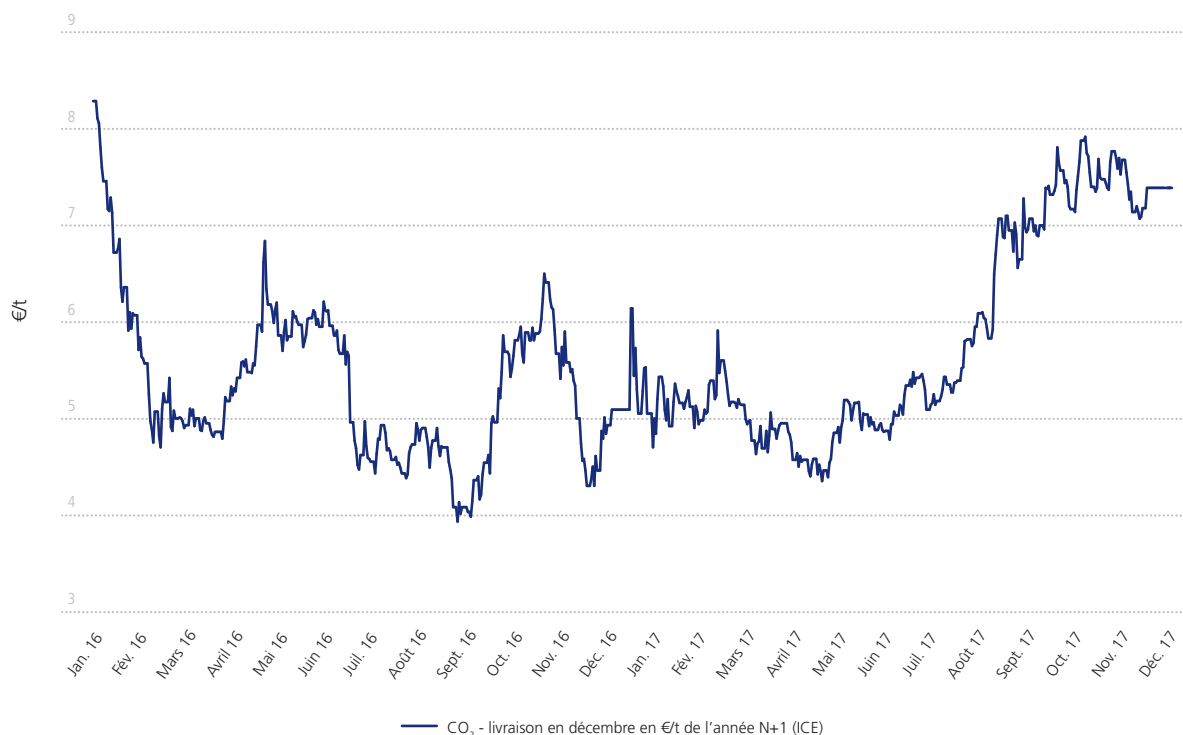
- une mesure visant à réduire le plafond d'émissions au cours de la période ;
- le doublement du taux d'absorption de la réserve de stabilité (MSR) entre 2019 et 2023, porté à 24 % du surplus.

(1) Cotation moyenne ICE du contrat annuel de la phase III (2013-2020).

5. PERFORMANCES DU GROUPE EN 2017 ET PERSPECTIVES

Examen de la situation financière et du résultat

→ Évolution du prix des droits d'émission de CO₂



— CO₂ - livraison en décembre en €/t de l'année N+1 (ICE)

5.1.2.1.4 Prix des combustibles fossiles ⁽¹⁾

	Charbon (US\$/t)	Pétrole (US\$/bbl)	Gaz naturel (€/MWhg)
Moyenne 2017	73,7	54,8	17,1
Variation 2017/2016 des moyennes	37,2 %	21,3 %	10,7 %
Plus haut de 2017	90,3	67,0	18,9
Plus bas de 2017	60,8	44,8	15,7
Prix fin 2016	70,3	56,8	18,9
Prix fin 2017	90,3	66,9	18,2

Le prix du **pétrole** s'est établi en moyenne à 54,8 US\$/bbl, en hausse de 21,3 % (+ 9,6 US\$/bbl) et a clôturé l'année 2017 à 66,9 US\$/bbl, en hausse de 10,1 US\$/bbl (+ 17,7 %) par rapport à 2016. Lors des deux premiers mois de l'année, les prix ont évolué autour de 55,5 US\$/bbl. Les premiers efforts de limitation de la production des pays signataires de l'accord de Vienne (membres de l'OPEP, Russie...) ont été contrés par l'augmentation de la production et du nombre de puits de forage en activité aux États-Unis. Le niveau élevé des stocks américains a également pesé à la baisse sur les prix. Dans un second temps, l'augmentation de la production aux États-Unis liée à une baisse des coûts d'extraction du pétrole de schiste, est devenue prépondérante. Une baisse des prix a alors été observée. Enfin, à partir de fin juin, le cours du Brent est passé de 44,8 US\$/bbl, soit le minimum sur l'année, à 66,9 US\$/bbl, atteignant ainsi son niveau le plus élevé depuis mai 2015. Ce rebond s'explique principalement par les déclarations – en particulier saoudiennes – en faveur de l'élargissement et du prolongement jusqu'à fin 2018 de l'accord de Vienne. D'autres facteurs (tensions politiques en Arabie Saoudite, opérations militaires au Kurdistan irakien, ouragan Harvey, augmentation des prévisions de demande de l'AIE pour 2017) ont également joué un rôle dans les évolutions à la hausse des prix du Brent.

Le prix du **charbon** pour livraison N+1 en Europe s'est établi en moyenne en 2017 à 73,7 US\$/t en hausse de 37,2 % par rapport au prix moyen du charbon pour livraison N+1 en 2016, et a terminé l'année à 90,3 US\$/t, contre 70,3 US\$/t à la

clôture de l'année 2016 (+ 28,4 %). Après les cinq premiers mois de l'année 2017, durant lesquels le prix a évolué entre 60 US\$/t et 70 US\$/t, le cours a connu une tendance haussière. Les prix du charbon pour livraison N+1 ont évolué de 66,6 US\$/t fin mai 2017 à 90,3 US\$/t en fin d'année, atteignant sa plus haute valeur depuis mai 2013. Différents facteurs expliquent cette hausse : la production australienne a baissé, à cause de grèves dans certaines mines. Les productions indonésienne et colombienne ont également chuté en raison des intempéries. Et du côté de la demande, les fortes températures estivales en Chine, où la part du charbon dans le mix électrique est majoritaire, ont fait augmenter les besoins en électricité et par conséquent en charbon dans le pays. En fin d'année, après une légère baisse en novembre, les prix sont repartis à la hausse, tirés par une crise de la demande liée à la constitution de stocks en Chine.

En 2017, le contrat annuel **gazier** sur le hub français PEG Nord s'est échangé en moyenne à 17,1 €/MWh, en hausse de 10,7 % (+ 1,7 €/MWh) et a terminé l'année en baisse de 0,8 €/MWh par rapport au prix de clôture 2016. La hausse moyenne des prix s'explique principalement par la reprise des cours du pétrole (+ 21,3 % en moyenne), les contrats long terme étant indexés pour partie sur les prix du pétrole. L'amplitude de variation des prix a été plus faible qu'en 2016, en évoluant dans une bande de 3,2 €/MWh contre 6,0 €/MWh en 2016. Les prix ont d'abord connu un mouvement baissier jusqu'au mois de juillet, dans le sillage des prix du pétrole et du fait d'un bon approvisionnement en GNL. Le minimum de l'année (15,7 €/MWh) a

(1) **Charbon** : cotation moyenne ICE pour une livraison en Europe (CIF ARA) la prochaine année calendaire (en US\$/t) ;

Pétrole : Brent/baril de pétrole brut première référence ICE (front month – en US\$/baril) ;

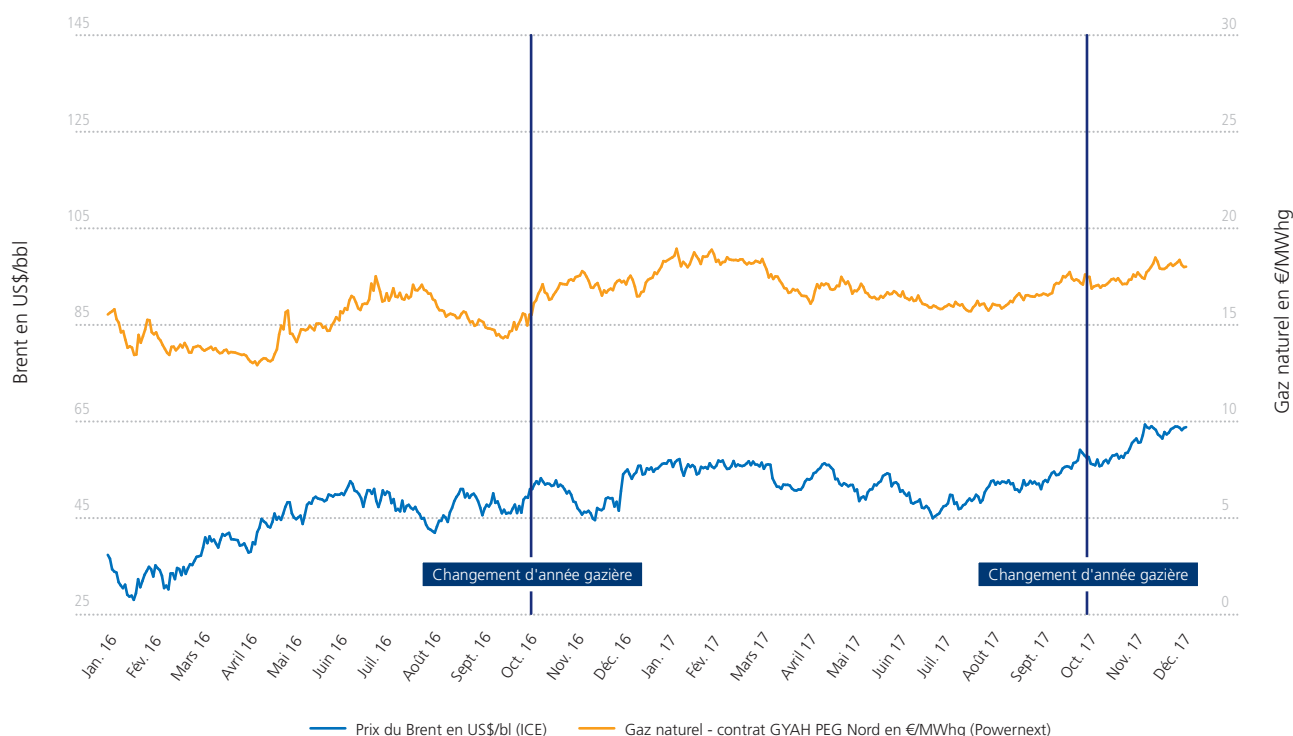
Gaz naturel : cotation moyenne ICE sur le marché de gré à gré pour une livraison commençant en octobre de l'année suivante en France (PEG Nord - en €/MWhg).

été atteint au mois de juillet. À partir du milieu de l'été, les prix sont remontés. Sur le mois d'août, les prix ont été tirés par de nouvelles indisponibilités sur différentes installations en Norvège.

Le mois de septembre a connu la plus forte augmentation mensuelle, les prix grimant de 1 €/MWh pour s'établir à 17,5 €/MWh en fin de mois. Le prix a fortement augmenté les deux premières semaines du mois dans le sillage du prix du Brent, via l'indexation des contrats long terme aux prix des produits pétroliers. La hausse des prix du charbon et du CO₂ a aussi eu une influence, ces derniers entamant la compétitivité prévisionnelle des moyens de production au charbon et

donnant ainsi des perspectives d'utilisation plus importantes pour les moyens au gaz, renforçant ainsi la demande à terme de cette commodité. Les différentes annonces de l'ASN durant l'été concernant les tranches nucléaires ont également fait pression sur la demande à terme en gaz et ont contribué à tirer les prix à la hausse. En octobre et novembre, les prix du gaz à terme ont essentiellement été tirés par l'évolution à la hausse du cours du Brent. Enfin, ils sont restés globalement stables sur décembre, malgré les tensions observées sur le court terme avec les divers incidents survenus la journée du 12 décembre, dont l'explosion du terminal méthanier en Autriche.

➔ Évolution des prix du gaz naturel et du pétrole



5.

5.1.2.2 Consommation d'électricité ⁽¹⁾ et de gaz ⁽²⁾

En 2017, la consommation d'électricité en **France** a atteint 480,9 TWh, un niveau légèrement inférieur (- 0,5 %) à 2016 (année bissextile). On note, en particulier, la consommation de janvier qui a fortement augmenté (+ 14,4 %) comparée à 2016 du fait des températures nettement plus froides que l'année précédente. Mars au contraire a été plus chaud et a enregistré une baisse de consommation de - 9,6 %. Corrigée de l'effet climat et du nombre de jours de février, la consommation d'électricité en France est stable par rapport à 2016.

Au **Royaume-Uni**, la consommation estimée d'électricité est en baisse de 1,9 % par rapport à 2016 dans l'ensemble des secteurs, notamment chez les clients particuliers. En **Italie**, la consommation électrique est en hausse de 1,6 % par rapport à 2016 en raison de températures exceptionnelles en juin et en août.

La consommation de gaz naturel en **France** a augmenté de 0,4 % en 2017 par rapport à 2016, pour s'établir à 493,3 TWh. La demande a connu une croissance de près de 30 % en janvier comparé au mois de janvier 2016, la température moyenne ayant été de 3,8 °C inférieure à celle de janvier 2016. La hausse de la demande en

chauffage et la sollicitation accrue des centrales à gaz pour la production d'électricité a entraîné une hausse globale de consommation de 18,5 TWh sur ce mois. Néanmoins, la hausse sur le mois de janvier a été compensée par les fortes baisses de consommation des mois de mars, avril et octobre comparées à celles des mêmes mois de 2016 (- 8,4 TWh, - 3,1 TWh et - 5,0 TWh respectivement), les températures moyennes ayant été supérieures respectivement de 3,1 °C, 0,7 °C et 2,3 °C. La demande de gaz en septembre a augmentée de 2,2 TWh (9,4 %) comparé au mois de septembre 2016, les températures s'étant établies à 3,4 °C en dessous de celles de septembre 2016.

La consommation estimée de gaz naturel au **Royaume-Uni** est en baisse de 2,6 % par rapport à 2016 du fait principalement d'un climat plus doux. En **Italie**, la demande intérieure de gaz naturel a progressé de 6,1 % en raison d'une consommation plus élevée couverte par des importations plus importantes.

5.1.2.3 Tarifs de l'électricité et du gaz naturel

En **France**, les tarifs réglementés de vente bleus résidentiels et bleus non résidentiels ont augmenté de 1,7 % au 1^{er} août 2017 (voir note 4.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017).

(1) Données **France** : données brutes et données corrigées de l'aléa climatique communiquées par RTE (données du mois de décembre 2017 estimées car non disponibles à ce jour) ; Données **Royaume-Uni** : données fournies par le Department of Energy and Climate Change pour les trois premiers trimestres, estimation de la filiale locale pour le dernier trimestre ; Données **Italie** : données brutes et données communiquées par Terna, réseau électrique national italien, retraitées par Edison.
 (2) Données **France** : données brutes communiquées par Smart GRTgaz ; Données **Royaume-Uni** : données fournies par le Department of Energy and Climate Change pour les trois premiers trimestres, estimation de la filiale locale pour le dernier trimestre ; Données **Italie** : ministère du Développement économique (MSE), données Snam Rete Gas retraitées par Edison sur la base 1 Bcm = 10,76 TWh.

5. PERFORMANCES DU GROUPE EN 2017 ET PERSPECTIVES

Examen de la situation financière et du résultat

Au **Royaume-Uni**, EDF Energy a procédé à deux changements tarifaires :

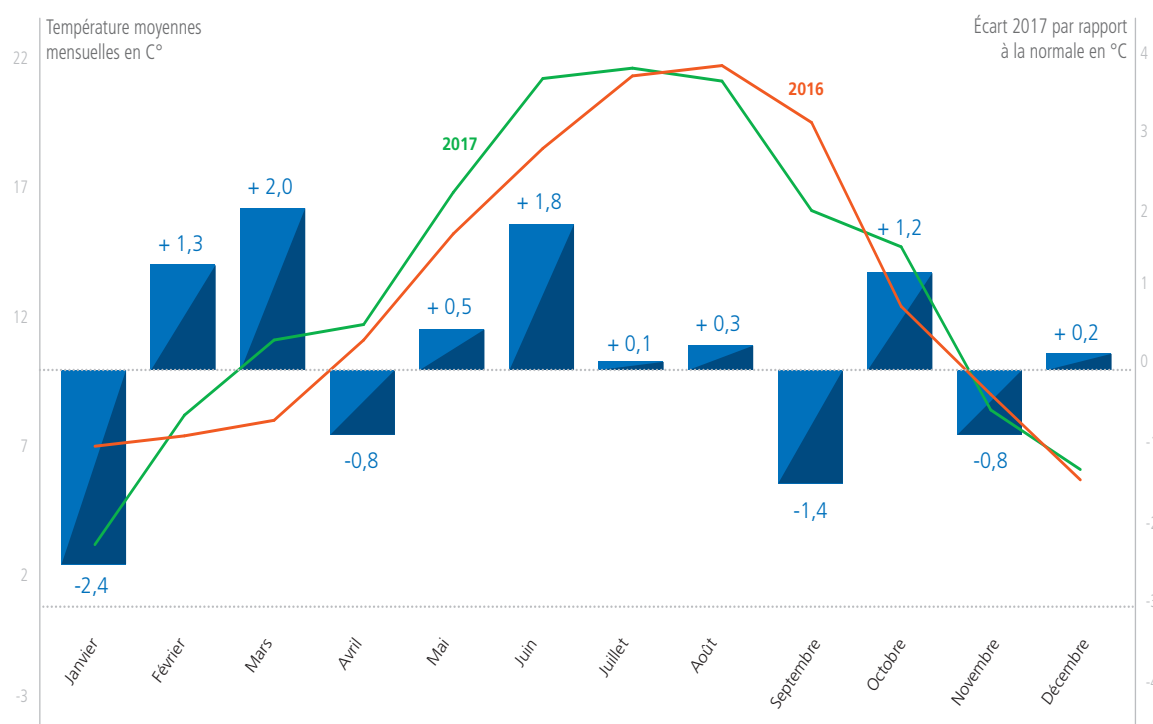
- une baisse de 5,2 % sur les tarifs gaz à partir du 5 janvier 2017 et une hausse de 8,4 % sur les tarifs électricité à partir du 1^{er} mars 2017 ;
- puis une hausse de + 5,5 % sur le gaz et une deuxième hausse de + 9 % sur l'électricité le 21 juin 2017.

Les cinq autres principaux fournisseurs d'énergie ont également augmenté leurs tarifs. Cette hausse s'explique principalement par l'augmentation des prix sur les marchés de gros et des coûts hors énergie.

5.1.2.4 Conditions climatiques : températures et pluviométrie

L'année 2017 a été plus chaude qu'en 2016 avec une température moyenne annuelle en France de +0,2 °C au-dessus de la normale. Janvier et septembre 2017 ont affiché des températures bien en dessous de la normale (respectivement - 2,4 °C et - 1,4 °C). En revanche, la chaleur a dominé durant les mois de mars et juin 2017.

→ Températures ⁽¹⁾⁽²⁾ en France en 2017 et 2016



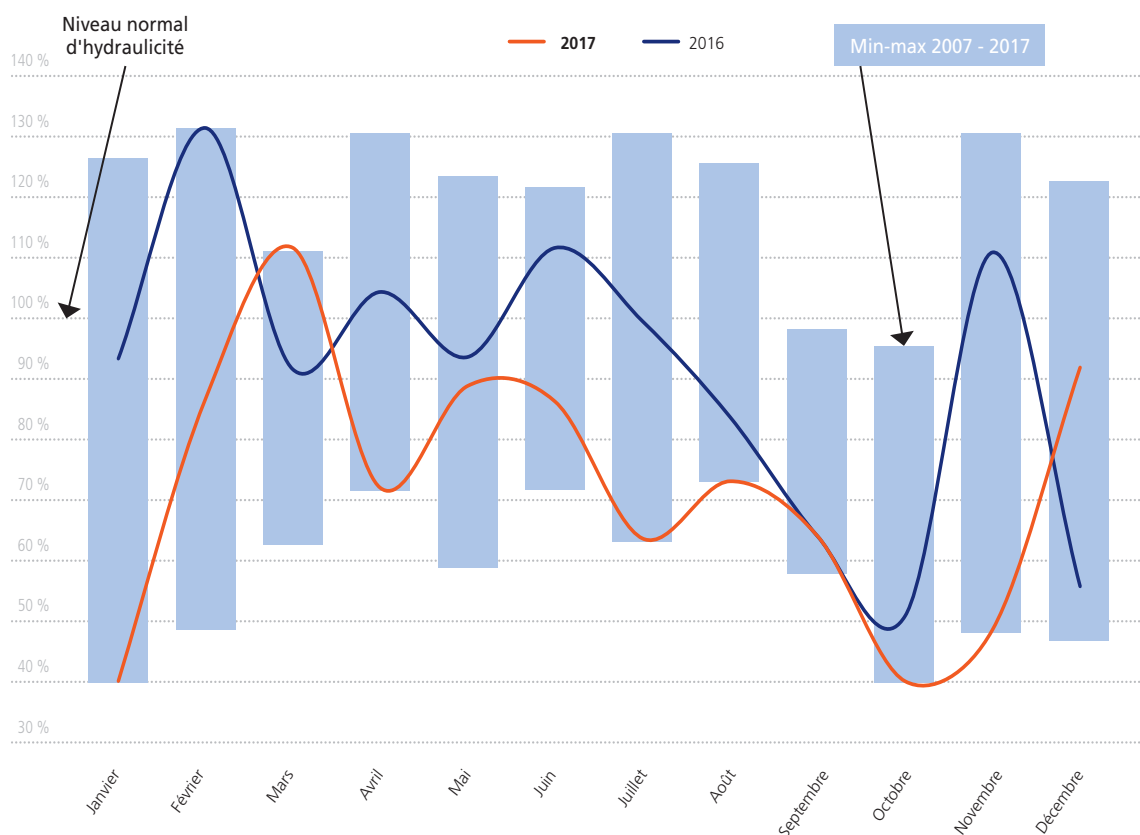
(1) Moyenne des températures relevées dans 32 villes, pondérée par leur consommation électrique.

(2) Source Miréor (données Météo France).

L'année 2017 a été marquée par une pluviométrie déficitaire sur un grand tiers sud-ouest de l'Europe (Espagne, France, Italie notamment) alors que la Scandinavie et l'Europe du Nord ont eu plus de précipitations. Les températures de l'air ont été

supérieures aux normales sur l'ensemble de l'Europe, plus particulièrement sur la partie orientale.

→ **Hydraulicité en France en 2017 et 2016 ⁽¹⁾**



(1) Suivi hebdomadaire du remplissage des réservoirs de l'Observatoire statistique du groupe EDF (Mir or) en énergie jusqu'à la mer.

En France, les précipitations (ainsi que l'enneigement sur la plupart des massifs) ont été déficitaires, notamment en janvier, avril et surtout à l'automne.

Conséquence de cette météorologie particulière, l'hydraulicité France a été déficitaire sur la quasi-totalité des mois, le déficit se creusant progressivement au deuxième semestre 2017. Le mois de décembre a vu le retour de précipitations abondantes.

L'hydraulicité France de l'année 2017 se situe parmi les plus faibles depuis 2011.

5.1.3  V NEMENTS MARQUANTS DE L'ANNÉE 2017 ⁽¹⁾

5.1.3.1  v nements majeurs

Filière nucléaire

- EDF a achevé la phase des essais à froid de l'EPR de Flamanville (cf. communiqué de presse (CP) du 8 janvier 2018).
- Le 31 décembre 2017, EDF a finalisé l'acquisition d'une participation de 75,5 % au capital de New NP (cf. CP du 2 janvier 2018 et note 3.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017). Le 4 janvier 2018, New NP devient Framatome (cf. CP du 4 janvier 2018 disponible sur le site Internet www.framatome.com).
- Mise à l'arrêt provisoire des quatre unités de production de la centrale nucléaire du Tricastin (cf. CP du 28 septembre 2017).
- Précisions sur le projet Hinkley Point C (cf. CP du 3 juillet 2017) : revue des coûts et du calendrier du projet.

- Validation de la cuve de l'EPR de Flamanville 3 : projet d'avis de l'Autorité de Sûreté Nucléaire précisant que la composition de l'acier du fond et du couvercle de la cuve du réacteur n'est pas de nature à remettre en cause sa mise en service sous certaines conditions et, notamment, le remplacement du couvercle de la cuve avant fin 2024 (cf. CP du 29 juin 2017).
- Le Conseil d'administration d'EDF a approuvé la création de la société EDVANCE, jalon essentiel de la refondation de la filière nucléaire française (cf. CP du 17 mai 2017).
- Conseil d'administration du 6 avril 2017 : protocole d'indemnisation relatif à la fermeture de la centrale de Fessenheim (cf. CP du 6 avril 2017 et note 3.7.5 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017).

Plan de cession

- Edison a cédé son siège social de Milan (cf. CP d'Edison du 21 novembre 2017 disponible sur le site www.edison.it).
- EDF a finalisé la cession des actifs d'EDF Polska   PGE (cf. CP du 14 novembre 2017 et note 3.4.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017).
- EDF a cédé environ 200 actifs à usage de bureaux et d'activités à Tikehau Capital (cf. CP du 31 octobre 2017).
- Edison a annoncé la vente de la société ITG (Infrastrutture Trasporto Gas) et de sa participation de 7,3 % dans Adriatic LNG   Snam (cf. CP d'Edison du 13 octobre 2017 disponible sur le site www.edison.it).
- EDF a finalisé avec la Caisse des Dépôts et CNP Assurances la cession de 49,9 % de CTE ⁽²⁾ (cf. CP du 31 mars 2017 et note 3.4.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017).

(1) La liste exhaustive des communiqués de presse du Groupe est disponible sur le site Internet : www.edf.fr.

(2) Holding détenant 100 % des titres RTE (filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du Code de l'énergie).

5. PERFORMANCES DU GROUPE EN 2017 ET PERSPECTIVES

Examen de la situation financière et du résultat

- EDF Trading et JERA : cession des activités de négoce de charbon (cf. note 3.4.4 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017).
- EDF a finalisé avec ENKSZ la cession de 100 % d'EDF Démász Zrt (cf. CP du 1^{er} février 2017 et note 3.4.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017).

Structure financière

- EDF a annoncé le succès de son augmentation de capital avec maintien du droit préférentiel de souscription d'un montant d'environ 4 milliards d'euros (cf. CP du 28 mars 2017 et note 3.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017).
- EDF a levé 111 milliards de yens avec la plus importante émission d'obligations « Samouraï » de maturité 10 ans et au-delà (cf. CP du 20 janvier 2017 et section 5.1.6.1.1.2 « Gestion du risque de liquidité »).

Développement durable

- Le groupe EDF a lancé le « Plan Solaire » pour développer 30 GW d'énergie solaire en France d'ici à 2035 (cf. CP du 11 décembre 2017).
- EDF a signé un accord bilatéral innovant de facilité de crédit avec un taux d'intérêt lié à sa notation développement durable (cf. CP du 22 mai 2017).
- EDF a levé 26 milliards de yens à travers deux obligations vertes sur le marché japonais « Obligations Samouraï » (cf. CP du 20 janvier 2017 et section 5.1.6.1.1.2 « Gestion du risque de liquidité »).

5.1.3.2 Participations, partenariats et projets d'investissement

EDF Énergies Nouvelles ⁽¹⁾

- En 2017, EDF Énergies Nouvelles a procédé à différentes mises en service, signé des contrats d'achat d'électricité et réalisé de nouveaux projets.
- Le 20 juillet 2017, EDF Énergies Nouvelles a annoncé le succès de l'Offre Publique d'Achat Simplifiée sur Futuren (cf. note 5.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017).
- Le 5 juillet 2017, EDF Énergies Nouvelles a acquis le spécialiste de l'exploitation-maintenance de parcs éoliens en mer OWS.

Edison

- Edison a signé un accord avec Gas Natural Fenosa pour l'acquisition de Gas Natural Vendita Italia et l'achat du contrat gazier Shah Deniz II (cf. CP du 13 octobre 2017 et note 44.1.2.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017).

Services énergétiques

- Le 6 juillet 2017, EDF Energy Services a finalisé l'acquisition d'Imtech, entreprise dans le domaine du génie climatique au Royaume-Uni et en Irlande qui fournit des services techniques à ses clients dans les secteurs du bâtiment, de l'industrie, du tertiaire et des collectivités locales.

5.1.3.3 Environnement réglementaire

Dans l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017, les évolutions réglementaires sont détaillées dans les notes suivantes :

- note 4.1 « Tarifs réglementés de ventes d'électricité en France » ;
- note 4.2 « Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE) » ;
- note 4.3 « Compensation des charges de Service Public de l'Énergie (CSPE) » ;
- note 4.4 « Mécanisme de capacité » ;
- note 4.5 « Tarifs réglementés de ventes de gaz en France (TRV) » ;
- note 4.6 « Certificats d'économie d'énergie (CEE) : mise en place de la quatrième période (2018-2020) » ;
- note 4.7 « ARENH ».

5.1.3.4 Autres événements marquants

- Distribution d'un acompte sur dividende au titre de l'exercice 2017 (cf. CP du 7 novembre 2017 et note 27.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017).
- Nominations au sein de l'équipe de Direction d'EDF Energy (cf. CP du 27 juillet 2017).
- Résultat de l'option pour le paiement du solde du dividende en actions au titre de l'exercice 2016 (cf. CP du 28 juin 2017 et note 27.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017).
- Nominations au sein du Comité exécutif du groupe EDF (cf. CP du 12 juin 2017).
- Examen par le Conseil d'administration d'EDF du plan stratégique déclinant la première période de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (cf. CP du 6 avril 2017).

(1) La liste exhaustive des communiqués de presse d'EDF Énergies Nouvelles est disponible sur le site Internet : www.edf-energies-nouvelles.com.

5.1.4 ANALYSE DE L'ACTIVITÉ ET DU COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ POUR 2016 ET 2017

La présentation et les commentaires du compte de résultat consolidé pour 2016 et 2017 se déclinent en deux niveaux d'analyse pour le chiffre d'affaires et l'EBE : un premier portant sur le Groupe, puis un second sur les différents segments

(France - Activités de production et commercialisation, France - Activités régulées, Royaume-Uni, Italie, Autre international et Autres métiers). Le résultat d'exploitation et le résultat net font l'objet d'une analyse globale.

(en millions d'euros)	2017	2016
Chiffre d'affaires	69 632	71 203
Achats de combustible et d'énergie	(37 641)	(36 050)
Autres consommations externes	(8 739)	(8 902)
Charges de personnel	(12 456)	(12 543)
Impôts et taxes	(3 541)	(3 656)
Autres produits et charges opérationnels	6 487	6 362
Excédent brut d'exploitation	13 742	16 414
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de <i>trading</i>	(355)	(262)
Dotations aux amortissements	(8 537)	(7 966)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(58)	(41)
(Pertes de valeur)/reprises	(518)	(639)
Autres produits et charges d'exploitation	1 363	8
Résultat d'exploitation	5 637	7 514
Coût de l'endettement financier brut	(1 778)	(1 827)
Effet de l'actualisation	(2 959)	(3 417)
Autres produits et charges financiers	2 501	1 911
Résultat financier	(2 236)	(3 333)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	3 401	4 181
Impôts sur les résultats	(147)	(1 388)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	35	218
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ	3 289	3 011
Dont résultat net - part du Groupe	3 173	2 851
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	116	160
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION (EN EUROS)		
Résultat par action	0,98	1,15
Résultat dilué par action	0,98	1,15

5.1.4.1 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires consolidé est en décroissance de 2,2 % et en recul organique de 1,0 % par rapport à 2016.

5.1.4.1.1 Évolution du chiffre d'affaires Groupe

(en millions d'euros)	2017	2016	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %	Croissance organique en % (hors régularisation tarifaire)
Chiffre d'affaires	69 632	71 203	(1 571)	- 2,2	- 1,0	+ 0,4

Le chiffre d'affaires s'élève à 69 632 millions d'euros en 2017, en baisse de 1 571 millions d'euros (- 2,2 %).

Hors effets de change (- 567 millions d'euros), résultant principalement de la dépréciation de la livre sterling face à l'euro, hors effets de périmètre

(- 279 millions d'euros) et après retraitement de l'impact de la régularisation des tarifs réglementés de vente pour la période du 1^{er} août 2014 au 31 juillet 2015, intervenue en 2016, le chiffre d'affaires est en hausse organique de + 0,4 %.

5.

5. PERFORMANCES DU GROUPE EN 2017 ET PERSPECTIVES

Examen de la situation financière et du résultat

5.1.4.1.2 Évolution du chiffre d'affaires par segment

La ventilation du chiffre d'affaire est faite aux bornes des segments, hors éliminations inter-segments.

(en millions d'euros)	2017	2016	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %	Croissance organique en % (hors régularisation tarifaire)
France - Activités de production et commercialisation ⁽¹⁾	35 606	35 191	415	+ 1,2	+ 1,2	+ 4,1
France - Activités régulées ⁽²⁾	15 896	15 728	168	+ 1,1	+ 1,1	+ 1,3
Royaume-Uni	8 688	9 267	(579)	- 6,2	- 0,8	- 0,8
Italie	9 940	11 125	(1 185)	- 10,7	- 10,6	- 10,6
Autre international	4 822	5 286	(464)	- 8,8	+ 0,5	+ 0,5
Autres métiers	7 813	7 734	79	+ 1,0	- 1,0	- 1,0
Éliminations inter-segments	(13 133)	(13 128)	(5)	-	-	-
CHIFFRE D'AFFAIRES DU GROUPE	69 632	71 203	(1 571)	- 2,2	- 1,0	+ 0,4

(1) Activités de production, de commercialisation et d'optimisation en métropole, ainsi que les ventes de prestations d'ingénierie et de conseil.

(2) Activités qui regroupent les activités de distribution en métropole, assurées par Enedis ⁽¹⁾, l'activité transport, les activités insulaires et celles d'électricité de Strasbourg. Les activités de réseaux de distribution en métropole sont régulées via les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE). Le chiffre d'affaires d'Enedis comprend la part acheminement des clients des fournisseurs alternatifs en métropole.

5.1.4.1.2.1 France - Activités de production et commercialisation

Le chiffre d'affaires du segment **France - Activités de production et commercialisation** s'élève à 35 606 millions d'euros, en hausse organique de 415 millions d'euros (+ 1,2 %) par rapport à 2016. Retraité de l'impact de la régularisation des tarifs réglementés de vente pour la période du 1^{er} août 2014 au 31 juillet 2015, intervenue en 2016, pour un montant de 988 millions d'euros, le chiffre d'affaires est en croissance organique de 1 403 millions d'euros (+ 4,1 %).

L'année 2017 est marquée par des souscriptions ARENH de 82,1 TWh, alors que les souscriptions étaient nulles pour l'année 2016. Cet effet favorable sur le chiffre d'affaires de 3 448 millions d'euros, est, en grande partie, compensé par la baisse des ventes nettes sur les marchés, qui sont en retrait de 2 060 millions d'euros ⁽²⁾.

Les évolutions tarifaires des tarifs réglementés de vente d'électricité, hors capacité, au 1^{er} août 2016 et 2017 se sont traduites par une baisse du chiffre d'affaires de 194 millions d'euros.

Les impacts liés au climat (- 0,5 TWh) et à l'année bissextile 2016 (- 1,1 TWh) ont un effet négatif de 251 millions d'euros.

Dans un contexte d'intensité concurrentielle, la baisse des volumes livrés du fait des pertes clients s'établit à - 8,6 TWh sur 2017 avec un impact défavorable estimé de 505 millions d'euros sur le chiffre d'affaires. Les effets prix sur les offres de marché et l'évolution de la demande ont un impact négatif de 194 millions d'euros.

La mise en place du mécanisme de capacité au 1^{er} janvier 2017, impactant les tarifs, les achats/ventes sur les marchés de gros et les offres à prix de marché s'est traduite par une hausse du chiffre d'affaires de 758 millions d'euros.

Enfin, la hausse des reventes de volumes d'électricité renouvelable soumis à obligation d'achat s'est traduite par une augmentation du chiffre d'affaires de 262 millions d'euros.

Bilan électrique

La production nucléaire s'établit à 379,1 TWh à fin décembre 2017 en baisse de 4,9 TWh par rapport à 2016.

Sur le premier semestre 2017, l'écart de - 8,0 TWh (- 3,9 %) par rapport au premier semestre 2016 provenait pour l'essentiel, des arrêts sur toute la période de Gravelines 5 et Fessenheim 2 liés aux dossiers de fabrication de l'usine Creusot Forge, et de la fin des contrôles des générateurs de vapeur concernés par la problématique de « ségrégation carbone ». Les arrêts fortuits des réacteurs de Flamanville 1 et Cattenom 1 ont été en grande partie compensés par une plus forte utilisation des réacteurs en fonctionnement.

(1) Enedis est une filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du Code de l'énergie.

(2) Hors achats additionnels d'énergie nécessaires sur les marchés.

(3) Cf. communiqué de presse du 27 octobre 2017.

(4) La production hydraulique après déduction des volumes pompés représente 30,0 TWh en 2017 (35,8 TWh en 2016).

Sur le second semestre 2017, la production nucléaire est en hausse de + 3,1 TWh par rapport au second semestre 2016, qui avait été marqué par la réalisation de contrôles supplémentaires sur les générateurs de vapeur, entraînant la prolongation ou la programmation complémentaire d'arrêts de plusieurs réacteurs. Toutefois, la mise à l'arrêt provisoire des quatre unités de production de la centrale de Tricastin suite à la décision de l'ASN du 28 septembre 2017, ainsi que des prolongations d'arrêts, ont conduit le Groupe à réviser son objectif de production à 383-387 TWh ⁽³⁾, contre 390-400 TWh initialement. Puis le Groupe a annoncé le 13 novembre 2017 que la production serait légèrement inférieure à cette cible.

La douceur en fin d'année a également entraîné une moindre sollicitation des réacteurs en fonctionnement.

La production hydraulique s'élève à 37,1 TWh ⁽⁴⁾, en baisse de 5,3 TWh par rapport à fin décembre 2016 du fait de conditions hydrologiques particulièrement défavorables en 2017 (voir section 5.1.2.4 « Conditions climatiques : températures et pluviométrie »).

En complément, les centrales thermiques ont été plus fortement sollicitées. Leur production, en hausse de 4,1 TWh par rapport à 2016, atteint 16,1 TWh.

Les volumes vendus aux clients finals (segment de marché qui comprend les Entreprises Locales de Distribution et qui exclut les opérateurs étrangers) sont en baisse de 10,3 TWh, dont 8,6 TWh liés à l'impact des pertes de clients.

EDF a été vendeur net sur les marchés de gros de 52,5 TWh. La baisse des ventes nettes sur les marchés par rapport à 2016 de - 70 TWh s'explique principalement par les souscriptions ARENH partiellement compensées par la baisse des volumes vendus aux clients finals.

5.1.4.1.2.2 France - Activités régulées

Le chiffre d'affaires du segment **France - Activités régulées** s'élève à 15 896 millions d'euros, en hausse organique de 168 millions d'euros (+ 1,1 %) par rapport à 2016. Retraité de l'impact de la régularisation des tarifs réglementés de vente pour la période du 1^{er} août 2014 au 31 juillet 2015, intervenue en 2016, pour un montant de 42 millions d'euros, le chiffre d'affaires est en croissance organique de 210 millions d'euros (+ 1,3 %).

Les ventes ont bénéficié de l'évolution positive de l'indexation du TURPE 5 au 1^{er} août 2017 pour un montant de 238 millions d'euros. En revanche, les effets liés au climat et à une année bissextile 2016, sans équivalent en 2017, ont contribué à une baisse du chiffre d'affaires estimée à 55 millions d'euros.

Hors effets liés au climat et à l'année bissextile 2016, les volumes acheminés en France métropolitaine sont en léger recul de - 0,1 TWh dont - 0,4 TWh (soit - 0,2 %) du fait de la diminution de la demande.

5.1.4.1.2.3 Royaume-Uni

La contribution du **Royaume-Uni** au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 8 688 millions d'euros en 2017, en baisse de 579 millions d'euros par rapport à 2016. La dépréciation de la livre sterling vis-à-vis de l'euro, dans le contexte du Brexit, a eu un impact défavorable de 608 millions d'euros par rapport à 2016. Hors effets de change et de périmètre, le chiffre d'affaires est en recul organique de 0,8 % par rapport à 2016.

Cette diminution s'explique principalement par la baisse des prix réalisés du nucléaire et, dans une moindre mesure, par la baisse de la consommation des clients résidentiels. Par ailleurs, le nombre de comptes clients résidentiels est en léger recul par rapport à fin décembre 2016, reflet d'une bonne résistance dans un contexte fortement concurrentiel.

5.1.4.1.2.4 Italie

La contribution de **l'Italie** au chiffre d'affaires du Groupe est de 9 940 millions d'euros, en baisse de 1 185 millions d'euros par rapport à 2016 soit - 10,7 % (- 10,6 % en organique).

Dans les activités gazières, le chiffre d'affaires est en décroissance en raison, notamment, de la composante dérivés des couvertures, sans impact significatif sur la marge. Par ailleurs, les activités d'exploration-production ont bénéficié de la hausse des prix du Brent. Les volumes destinés aux ventes de gaz sur les marchés de gros ont diminué, consécutivement à une hausse de la consommation des clients industriels et des centrales thermiques.

Dans les activités électricité, le chiffre d'affaires est également pénalisé par la baisse des volumes vendus, partiellement compensée par un effet prix favorable.

5.1.4.1.2.5 Autre international

Le segment **Autre international** regroupe principalement les activités européennes hors Royaume-Uni et Italie, les activités au Brésil, aux États-Unis et en Asie (Chine, Vietnam et Laos).

Le chiffre d'affaires de ce segment s'élève à 4 822 millions d'euros en 2017, en baisse de 464 millions d'euros par rapport à 2016 soit - 8,8 %. Hors effets de change (+ 55 millions d'euros) et hors effets de périmètre (- 547 millions d'euros), liés principalement à la cession de Démász et des actifs d'EDF Polska, le chiffre d'affaires est en hausse organique de 0,5 % par rapport à 2016.

Cette hausse provient essentiellement :

- de la **Belgique** (+ 149 millions d'euros en organique) du fait principalement des opérations d'achat et de vente réalisées sur le marché dans un objectif d'équilibrage des positions. Au-delà, cette évolution reflète en particulier le développement continu des activités de service. Les effets prix sur les activités électricité et gaz et volumes sur les clients particuliers sont défavorables ; ils sont compensés pour partie par une augmentation des ventes d'électricité aux clients professionnels.

En revanche, le chiffre d'affaires baisse :

- au **Brésil** (- 70 millions d'euros en organique), du fait de l'impact de la révision annuelle du tarif de vente du *Power Purchase Agreement* (PPA). La diminution des ventes de « service system » est en grande partie compensée par la remontée des prix *spot* ;
- en **Asie** (- 27 millions d'euros en organique), où la baisse du chiffre d'affaires s'explique essentiellement par une moindre production suite à l'arrêt de la centrale de MECO (au Vietnam) en lien avec le programme de maintenance.

5.1.4.1.2.6 Autres métiers

Les **Autres métiers** regroupent notamment EDF Énergies Nouvelles, EDF Trading, Dalkia et les activités gazières.

La contribution des **Autres métiers** au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 7 813 millions d'euros en 2017, en hausse de 79 millions d'euros. Hors effets de change (- 14 millions d'euros) et hors effets de périmètre (+ 168 millions d'euros), le chiffre d'affaires est en baisse organique de - 1,0 % par rapport à 2016.

Le chiffre d'affaires de **Dalkia** contribue à hauteur de 4 051 millions d'euros au chiffre d'affaires du Groupe en 2017. La croissance organique de 221 millions d'euros (+ 6,1 %) s'explique principalement par l'impact positif du développement commercial, la hausse du prix des énergies et l'évolution favorable des indices de révision des prestations de services.

Le chiffre d'affaires d'**EDF Énergies Nouvelles** contribue à hauteur de 1 280 millions d'euros au chiffre d'affaires du Groupe en 2017, soit une hausse organique de 3,6 % par rapport à 2016. Cette évolution est principalement tirée par la production grâce aux mises en service de 2016.

Le chiffre d'affaires d'**EDF Trading** ⁽¹⁾ s'élève à 590 millions d'euros, en retrait organique de 354 millions d'euros (- 35,1 %) après un exercice 2016 exceptionnel caractérisé par une forte hausse des prix de l'électricité et de la volatilité en Europe en fin d'année, ainsi qu'en raison des conditions de marché difficiles en Amérique du Nord.

5.

5.1.4.2 Excédent brut d'exploitation (EBE)

L'EBE est en baisse de 16,3 % et en recul organique de 14,8 % par rapport à 2016.

(en millions d'euros)	2017	2016	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %	Croissance organique en % (hors régularisation tarifaire)
Chiffre d'affaires	69 632	71 203	(1 571)	- 2,2	- 1,0	+ 0,4
Achats de combustible et d'énergie	(37 641)	(36 050)	(1 591)	+ 4,4	+ 6,2	
Autres consommations externes	(8 739)	(8 902)	163	- 1,8	- 3,1	
Charges de personnel	(12 456)	(12 543)	87	- 0,7	- 0,4	
Impôts et taxes	(3 541)	(3 656)	115	- 3,1	- 2,3	
Autres produits et charges opérationnels	6 487	6 362	125	+ 2,0	+ 2,1	
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION (EBE)	13 742	16 414	(2 672)	- 16,3	- 14,8	- 10,0

5.1.4.2.1 Évolution et analyse de l'EBE Groupe

L'**excédent brut d'exploitation** consolidé du Groupe s'élève à 13 742 millions d'euros en 2017, en baisse de 16,3 % par rapport à 2016. Hors effets de change (- 81 millions d'euros), hors effets de périmètre (- 162 millions d'euros), et après retraitement de l'impact de la régularisation des tarifs réglementés de vente pour la période du 1^{er} août 2014 au 31 juillet 2015, intervenue en 2016, l'EBE est en recul organique de - 10,0 %.

Les **achats de combustible et d'énergie** du Groupe s'établissent à 37 641 millions d'euros en 2017, en hausse de 1 591 millions d'euros par rapport à 2016 (+ 4,4 %). La hausse organique est de 2 253 millions d'euros (+ 6,2 %) :

- sur les segments **France - Activités de production et commercialisation** et **France - Activités régulées**, les achats de combustibles et d'énergie s'élèvent à 19 260 millions d'euros, en hausse organique de 3 114 millions d'euros (+ 19,3 %) par rapport à 2016 notamment du fait de la baisse de la production et du *sourcing* des souscriptions ARENH ;

(1) Le chiffre d'affaires d'EDF Trading est constitué de sa marge de trading.

5. PERFORMANCES DU GROUPE EN 2017 ET PERSPECTIVES

Examen de la situation financière et du résultat

■ au **Royaume-Uni**, la hausse organique constatée pour 415 millions d'euros (+ 7,8 %) est principalement liée à l'augmentation des coûts du charbon et du gaz ;

■ en **Italie**, la baisse organique de 1 332 millions d'euros (- 14,0 %), est essentiellement liée à l'impact favorable des dérivés de couvertures en lien avec le chiffre d'affaires.

Les **autres consommations externes** du Groupe s'élevaient à 8 739 millions d'euros, en baisse de 163 millions d'euros par rapport à 2016 (- 1,8 %). La baisse organique est de 274 millions d'euros (- 3,1 %).

■ sur les segments **France - Activités de production et commercialisation** et **France - Activités régulées**, les autres consommations externes s'élevaient à 4 848 millions d'euros. La baisse organique de 332 millions d'euros (soit - 6,5 %) reflète notamment les efforts de réduction des coûts dans le cadre des plans de performance sur l'ensemble des activités.

Les **charges de personnel** du Groupe s'établissent à 12 456 millions d'euros, en baisse de 87 millions d'euros par rapport à 2016. La baisse organique est de 54 millions d'euros (- 0,4 %).

■ sur le segment **France - Activités de production et commercialisation**, les charges de personnel s'élevaient à 6 134 millions d'euros en baisse de 181 millions d'euros par rapport à 2016. Les effectifs moyens sont en baisse de 4,6 % sur l'année 2017 dans l'ensemble des activités ;

■ sur le segment **France - Activités régulées**, les charges de personnel s'élevaient à 3 158 millions d'euros. Elles sont en hausse de 52 millions d'euros et les effectifs moyens sont en baisse de 0,7 % sur l'année 2017 ;

■ au **Royaume-Uni**, les charges de personnel s'élevaient à 1 129 millions d'euros. La hausse organique de 80 millions d'euros (+ 7,4 %) s'explique par l'impact de

la baisse du taux d'actualisation des retraites et, dans une moindre mesure, par un effet favorable 2016 du coût des retraites (lié à la renégociation des droits à retraite, sans équivalent en 2017). Hormis ces ajustements, les charges de personnel baissent.

Les **impôts et taxes** s'élevaient à 3 541 millions d'euros en 2017, en baisse de 115 millions d'euros par rapport à 2016 soit - 3,1 % (- 2,3 % en croissance organique) :

■ la baisse provient essentiellement du segment **France - Activités de production et commercialisation** en baisse de 86 millions d'euros.

Les **autres produits et charges opérationnels** correspondent à un produit net de 6 487 millions d'euros en 2017, en hausse de 125 millions d'euros par rapport à 2016 et en variation organique de 136 millions d'euros (+ 2,1 %) :

■ sur le segment **France - Activités de production et commercialisation**, la hausse de 562 millions d'euros est notamment liée à des mouvements de provisions et à la hausse des subventions de CSPE du fait du développement des obligations d'achats des énergies renouvelables ;

■ sur le segment **France - Activités régulées**, la baisse de 249 millions d'euros est liée principalement à des éléments non récurrents en 2016 et à la hausse des indemnités de coupure liées aux tempêtes intervenues en France métropolitaine en 2017 ;

■ **l'Italie** enregistre une hausse organique de 85 millions d'euros. Cette augmentation est liée principalement à la cession du siège social à Milan ;

■ **EDF Énergies Nouvelles** enregistre une baisse organique de 114 millions d'euros (- 23,7 %) provenant principalement d'une moindre activité de développement-vente d'actifs structurés en 2017 par rapport à 2016.

5.1.4.2.2 Évolution et analyse de l'EBE par segment

(en millions d'euros)	2017	2016	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %	Croissance organique en % (hors régularisation tarifaire)
France - Activités de production et commercialisation	4 876	6 156	(1 280)	- 20,8	- 20,8	- 7,9
France - Activités régulées	4 898	5 102	(204)	- 4,0	- 4,0	- 3,8
Royaume-Uni	1 035	1 713	(678)	- 39,6	- 33,3	- 33,3
Italie	910	641	269	+ 42,0	+ 42,1	+ 42,1
Autre international	457	711	(254)	- 35,7	- 17,9	- 17,9
Autres métiers	1 566	2 091	(525)	- 25,1	- 24,7	- 24,7
EBE GROUPE	13 742	16 414	(2 672)	- 16,3	- 14,8	- 10,0

5.1.4.2.2.1 France - Activités de production et commercialisation

La contribution du segment **France - Activités de production et commercialisation** à l'EBE du Groupe s'élève à 4 876 millions d'euros. Il est en recul organique de 1 280 millions d'euros (- 20,8 %) par rapport à 2016. Retraité de l'impact de la régularisation des tarifs réglementés de vente pour la période du 1^{er} août 2014 au 31 juillet 2015, intervenue en 2016, pour un montant de 859 millions d'euros, l'EBE est en recul organique - 7,9 %.

La baisse de la production nucléaire et hydraulique par rapport à 2016 a pénalisé l'EBE d'un montant estimé de - 504 millions d'euros.

Par ailleurs, l'EBE diminue d'environ 311 millions d'euros par rapport à 2016 par l'effet net des interventions sur les marchés de gros, notamment du fait d'achats supplémentaires, dans un contexte de prix élevés, nécessaires pour l'approvisionnement des souscriptions ARENH 2017. Ces achats ont également visé à pallier la moindre production nucléaire liée aux contrôles supplémentaires (problématique ségrégation carbone). Cet effet a été partiellement compensé au

second semestre 2017, le dernier trimestre 2016 ayant été marqué par des rachats à prix particulièrement élevés liés à la moindre disponibilité du parc nucléaire.

L'évolution des tarifs, hors prise en compte de la capacité dans l'empilement tarifaire, conduit à une baisse estimée de - 363 millions d'euros⁽¹⁾ par rapport à 2016.

L'intensité concurrentielle croissante, qui s'est traduite par une perte nette d'environ un million de clients résidentiels, et les effets prix négatifs sur les nouvelles offres ont affecté l'EBE pour un montant net estimé de - 341 millions d'euros.

Le climat, généralement plus doux qu'en 2016, le pic de froid du début de l'année 2017, ainsi que l'effet année bissextile en 2016 ont pesé négativement pour un montant estimé de - 186 millions d'euros sur l'année 2017.

La mise en place du mécanisme de capacité⁽²⁾ a un impact favorable pour un montant estimé de + 580 millions d'euros sur l'année 2017. Le prix de la capacité est intégré dans les tarifs et les offres à prix de marché. Par ailleurs, les excédents de capacité sont valorisés sur les marchés de gros.

(1) Tarifs hors impact de la prise en compte du coût de l'obligation de capacité dans l'empilement tarifaire – évolutions tarifaires de - 0,5 % et de - 1,5 % au 1^{er} août 2016 respectivement sur les bleus résidentiels et non résidentiels, et de + 1,7 % au 1^{er} août 2017 sur les deux segments.

(2) Mise en place du mécanisme de capacité au 1^{er} janvier 2017.

Dans le cadre du plan de performance du groupe EDF, les charges opérationnelles⁽¹⁾ ont diminué d'un montant estimé à 494 millions d'euros, soit - 5,2 %, grâce à des actions de performance opérationnelle et à la maîtrise de la masse salariale. Ces actions sont engagées dans toutes les entités, avec notamment une baisse du coût des fonctions support et l'adaptation des coûts des fonctions commerciales.

5.1.4.2.2.2 France - Activités régulées

L'EBE du segment **France - Activités régulées** s'élève à 4 898 millions d'euros. Il est en recul organique de 204 millions d'euros (- 4,0 %). Retraité de l'impact de la régularisation des tarifs réglementés de vente pour la période du 1^{er} août 2014 au 31 juillet 2015, intervenue en 2016, pour un montant de 13 millions d'euros, l'EBE est en recul organique de - 3,8 %, avec notamment un effet défavorable lié à la baisse des volumes acheminés par Enedis de 42 millions d'euros⁽²⁾.

L'année 2017 a également été marquée par des tempêtes d'intensité exceptionnelle en France métropolitaine avec un impact négatif estimé de - 60 millions d'euros correspondant aux dépenses d'exploitation engagées lors des interventions et aux indemnités de coupure en métropole. Les ouragans sur les îles de Saint-Martin et Saint-Barthélemy ont pesé pour un coût estimé de - 23 millions d'euros.

L'ensemble des éléments défavorables ne sont que partiellement compensés par les hausses des tarifs pour Enedis, en lien avec l'entrée en vigueur de TURPE 5 au 1^{er} août 2017 (augmentation du tarif d'acheminement sur le réseau de distribution de + 2,71 %), d'un montant estimé de + 102 millions d'euros.

La baisse résiduelle de l'EBE à hauteur de 168 millions d'euros est essentiellement liée à des éléments favorables en 2016, sans équivalent en 2017, principalement sur les activités insulaires.

5.1.4.2.2.3 Royaume-Uni

La contribution du **Royaume-Uni** à l'EBE du Groupe est de 1 035 millions d'euros en 2017, en baisse organique de 33,3 % par rapport à 2016. La dépréciation de la livre sterling vis-à-vis de l'euro, depuis le référendum sur le Brexit, a eu un impact défavorable de 112 millions d'euros par rapport à 2016.

L'EBE est pénalisé par le recul de la marge énergie principalement lié à la baisse des prix réalisés du nucléaire (- 12 %). La baisse de la consommation des clients résidentiels, en raison des conditions climatiques et du développement de l'efficacité énergétique, pénalise également l'EBE. Par ailleurs, le nombre de comptes clients résidentiels est en léger recul par rapport à fin décembre 2016, reflet d'une bonne résistance dans un contexte fortement concurrentiel.

La production nucléaire de 63,9 TWh confirme la bonne performance opérationnelle du parc. La légère baisse de 1,2 TWh par rapport à 2016 est principalement liée à l'arrêt de Sizewell B fin 2017 et à un faible niveau d'arrêts planifiés en 2016.

5.1.4.2.2.4 Italie

La contribution du segment **Italie** à l'EBE du Groupe s'élève à 910 millions d'euros, en hausse organique de 42,1 % par rapport à 2016.

Dans les activités électricité, l'EBE est en hausse organique de 26 millions d'euros soit + 10,0 % par rapport à 2016. Il bénéficie de l'évolution favorable des prix de vente et de l'optimisation des moyens de production gaz. Par ailleurs, la production hydroélectrique se situe à un niveau faible en 2017.

L'EBE des activités hydrocarbures ressort en hausse organique de 96 millions d'euros soit + 19,7 % par rapport à 2016. Il bénéficie de l'évolution favorable des prix du Brent et du gaz et de l'augmentation de la production suite à la mise en service d'une nouvelle plateforme en Égypte. Les coûts de maintenance de l'activité exploration-production ont également été optimisés.

Par ailleurs, l'EBE bénéficie de l'effet positif de la cession du siège à Milan pour environ 100 millions d'euros⁽³⁾.

5.1.4.2.2.5 Autre international

L'EBE du segment **Autre international** s'élève à 457 millions d'euros en 2017, en baisse organique de 127 millions d'euros (- 17,9 %) par rapport à 2016.

Cette baisse provient pour l'essentiel :

- de la **Belgique** (- 62 millions d'euros en organique) du fait principalement de la baisse des prix d'électricité et d'une moindre production nucléaire liée notamment au programme de maintenance et aux arrêts non programmés de Doel 3. L'éolien poursuit sa croissance grâce à l'augmentation des capacités installées qui atteignent 376 MW à fin décembre 2017, soit + 25 % par rapport au 31 décembre 2016 ;
- du **Brésil** (- 54 millions d'euros en organique), du fait principalement de la révision annuelle du tarif du contrat de vente d'électricité (PPA). Cet élément est partiellement compensé par l'optimisation opérée sur les marchés, compte tenu des prix *spot* élevés dans un contexte d'indisponibilité fortuite à son plus bas niveau, et par une baisse continue des charges opérationnelles.

À noter que l'année 2017 a été marquée par la cession des actifs d'**EDF Polska**, réalisé le 13 novembre 2017⁽⁴⁾.

5.1.4.2.2.6 Autres métiers

Le segment **Autres métiers** contribue à l'EBE du Groupe à hauteur de 1 566 millions d'euros, en baisse organique de 517 millions d'euros (- 24,7 %) par rapport à 2016.

La contribution d'**EDF Énergies Nouvelles** à l'EBE du Groupe s'élève à 751 millions d'euros, en baisse organique de 127 millions d'euros (- 14,8 %) par rapport à 2016, du fait de moindre cessions d'actifs par rapport à une année 2016 soutenue. En revanche, la production (y compris Futuren) marque une forte croissance de près de + 11 % (soit + 1,2 TWh) et contribue à l'EBE 2017 à hauteur de 741 millions d'euros. Les cessions d'actifs couvrent par ailleurs les frais de structure et de développement. Dans ce contexte, les capacités nettes installées progressent de 1,6 GW par rapport à fin 2016 et s'établissent à 7,8 GW. Le portefeuille en construction s'établit à 1,9 GW brut avec une part significative dans le solaire à hauteur de 0,9 GW.

L'EBE d'**EDF Trading** s'élève à 358 millions d'euros en 2017, en baisse organique de 341 millions d'euros (- 46,8 %) par rapport à 2016. Cette évolution est consécutive à la baisse de la marge de *trading* (voir section 5.1.4.1.2.6).

L'EBE de **Dalkia** s'établit à 259 millions d'euros, en baisse organique de 4 millions d'euros (- 1,6 %). La signature ou le renouvellement de nombreux contrats commerciaux, l'évolution favorable de l'indexation contractuelle des prestations de services, et l'effet positif de la hausse du prix de l'énergie ont contribué favorablement à l'EBE. Cependant, cette performance financière est pénalisée par des difficultés opérationnelles ponctuelles sur un contrat porté par une filiale.

(1) Somme des charges de personnel et des autres consommations externes. À périmètre et taux de change comparables. À taux d'actualisation retraites constants. Hors variation des charges opérationnelles des activités de services.

(2) Y compris les impacts de l'évolution du climat et de l'année bissextile.

(3) En cohérence avec la pratique du Groupe.

(4) Cf. communiqué de presse publié par EDF le 14 novembre 2017.

5. PERFORMANCES DU GROUPE EN 2017 ET PERSPECTIVES

Examen de la situation financière et du résultat

5.1.4.3 Résultat d'exploitation

Le résultat d'exploitation est en baisse de 25,0 % par rapport à 2016.

(en millions d'euros)	2017	2016	Variation en valeur	Variation en %
EBE	13 742	16 414	(2 672)	- 16,3
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières, hors activités de <i>trading</i>	(355)	(262)	(93)	+ 35,5
Dotations aux amortissements	(8 537)	(7 966)	(571)	+ 7,2
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession (Pertes de valeur)/reprises	(58)	(41)	(17)	+ 41,5
(Pertes de valeur)/reprises	(518)	(639)	121	- 18,9
Autres produits et charges d'exploitation	1 363	8	1 355	n. a.
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	5 637	7 514	(1 877)	- 25,0

n. a. : non applicable.

Le **résultat d'exploitation** consolidé du Groupe s'élève à 5 637 millions d'euros en 2017, en baisse de 1 877 millions d'euros par rapport à 2016. La baisse de l'EBE et l'augmentation des dotations aux amortissements sont compensées partiellement par la hausse des autres produits et charges d'exploitation.

5.1.4.3.1 Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de *trading*

Les variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de *trading* passent de - 262 millions d'euros en 2016 à - 355 millions d'euros en 2017.

5.1.4.3.2 Dotations aux amortissements

Les dotations aux amortissements augmentent de 571 millions d'euros par rapport à 2016.

Le segment **France - Activités de production et commercialisation** a enregistré une hausse des dotations aux amortissements de 447 millions d'euros. Elle s'explique essentiellement par l'amortissement accéléré des tranches fioul du parc thermique, par l'augmentation des actifs de contrepartie suite à la révision du taux d'actualisation et par un effet volume sur les investissements de maintenance du parc nucléaire.

Le segment **France - Activités régulées** a enregistré une hausse des dotations aux amortissements de 123 millions d'euros, notamment expliquée par l'impact du déploiement des compteurs Linky ⁽¹⁾.

5.1.4.3.3 Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession

L'augmentation de 17 millions d'euros des dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession en 2017 par rapport à 2016 est attribuable au segment **France - Activités régulées**.

5.1.4.3.4 Pertes de valeur/reprises

En 2017, les pertes de valeur enregistrées s'élèvent à 518 millions d'euros. Elles concernent principalement le Royaume-Uni pour 246 millions d'euros et l'Italie pour 150 millions d'euros (voir note 13 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2017).

En 2016, les pertes de valeur enregistrées s'élevaient à 639 millions d'euros.

5.1.4.3.5 Autres produits et charges d'exploitation

Les autres produits et charges d'exploitation s'élèvent à 1 363 millions d'euros sur l'exercice 2017 et comprennent principalement une plus-value de 1 462 millions d'euros dans le cadre de la cession de 49,9 % de la participation du Groupe dans CTE (voir note 14 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2017).

En 2016, les autres produits et charges d'exploitation intégraient principalement un produit de 112 millions d'euros suite au dénouement favorable d'un litige avec l'État hongrois.

5.1.4.4 Résultat financier

(en millions d'euros)	2017	2016	Variation en valeur	Variation en %
Coût de l'endettement financier brut	(1 778)	(1 827)	49	- 2,7
Effet de l'actualisation	(2 959)	(3 417)	458	- 13,4
Autres produits et charges financiers	2 501	1 911	590	+ 30,9
RÉSULTAT FINANCIER	(2 236)	(3 333)	1 097	- 32,9

Le résultat financier représente une charge de 2 236 millions d'euros en 2017, en amélioration de 1 097 millions d'euros par rapport à 2016. Cette évolution s'explique par :

- un coût de l'endettement financier brut en diminution, les charges relatives aux émissions de 2017, ainsi que l'effet année pleine de celles d'octobre 2016 sont compensées par le remboursement des dettes sur l'exercice, ainsi que par un effet change favorable principalement sur l'US dollar ;
- une diminution de l'effet de l'actualisation de 458 millions d'euros, en raison principalement d'une baisse du taux d'actualisation des provisions nucléaires en

France au 31 décembre 2017 par rapport à la clôture annuelle précédente (- 0,1 % en taux réel) moins prononcée que celle constatée au 31 décembre 2016 (- 0,2 % en taux réel). Au 31 décembre 2017, le taux d'actualisation s'établit à 4,1 % prenant en compte un taux d'inflation moyen de 1,5 % (respectivement 4,2 % et 1,5 % au 31 décembre 2016) ;

- une amélioration de 590 millions d'euros des autres produits et charges financiers, en raison notamment de l'augmentation des plus-values de cession d'actifs dédiés (985 millions d'euros en 2017 contre 428 millions d'euros en 2016).

(1) Linky est un projet porté par Enedis, filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du Code de l'énergie.

5.1.4.5 Impôts sur les résultats

L'impôt sur les résultats s'élève à 147 millions d'euros, en baisse de 1 241 millions d'euros par rapport à 2016. Cette évolution est liée, d'une part, à une baisse du résultat avant impôt du Groupe en 2017 et, d'autre part, aux cessions de participations bénéficiant d'un taux réduit d'imposition, à l'issue favorable en France des réclamations liées à la contribution de 3 % sur les revenus distribués et à la baisse des taux d'impôt sur les sociétés aux États-Unis et en Belgique.

5.1.4.6 Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises

Le Groupe enregistre un produit de 35 millions d'euros en 2017, contre un produit de 218 millions d'euros en 2016.

La variation s'explique principalement par la baisse de la contribution au résultat de RTE liée à la cession de 49,9 % de la Société le 31 mars 2017.

La quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises inclut en 2017 des pertes de valeur pour un montant total de 618 millions d'euros. Ces pertes de valeur sont détaillées dans la note 23 « Participations dans les entreprises associées et les coentreprises » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017.

5.1.4.7 Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle

Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle s'élève à 116 millions d'euros en 2017, en baisse de 44 millions d'euros par rapport à 2016. Cette variation correspond essentiellement à la diminution, au Royaume-Uni, des revenus de Centrica au titre de l'activité de production nucléaire en raison de la baisse des prix de marché de l'électricité.

5.1.4.8 Résultat net part du Groupe

Le résultat net part du Groupe s'élève à 3 173 millions d'euros en 2017, en hausse de 322 millions d'euros par rapport à 2016, soit + 11,3 %.

5.1.4.9 Résultat net courant

Le résultat net courant ⁽¹⁾ s'établit à 2 820 millions d'euros en 2017, en baisse de 31,0 % par rapport à 2016.

(1) Résultat net hors éléments non récurrents et hors variation nette de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading nets d'impôts. Montant des éléments non récurrents et variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading nets d'impôts : + 617 millions d'euros pour divers risques et dépréciations en 2017 (dont + 1 289 millions d'euros de plus-value de cession de 49,9 % de CTE), contre - 1 039 millions d'euros en 2016 ; - 264 millions d'euros de variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading nets d'impôt en 2017, contre - 195 millions d'euros en 2016.

5. PERFORMANCES DU GROUPE EN 2017 ET PERSPECTIVES

Examen de la situation financière et du résultat

5.1.5 FLUX DE TRÉSORERIE ET ENDETTEMENT FINANCIER NET

5.1.5.1 Flux de trésorerie

(en millions d'euros)	2017	2016	Variation en valeur	Variation en %
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	11 663	11 125	538	+ 4,8
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	(11 713)	(16 557)	4 844	- 29,3
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	712	4 138	(3 426)	- 82,8
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET DES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	662	(1 294)	1 956	- 151,2
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture	2 893	4 182	(1 289)	- 30,8
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	662	(1 294)	1 956	- 151,2
Incidence des variations de change	(13)	102	(115)	- 112,7
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie	21	20	1	+ 5,0
Incidence des reclassements	129	(117)	246	- 210,3
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	3 692	2 893	799	+ 27,6

5.1.5.1.1 Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation

(en millions d'euros)	2017	2016	Variation en valeur	Variation en %
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	3 401	4 181	(780)	- 18,7
Pertes de valeur/(reprises)	518	639	(121)	- 18,9
Amortissements, provisions et variations de juste valeur	9 980	9 814	166	+ 1,7
Produits et charges financiers	764	948	(184)	- 19,4
Dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises	243	330	(87)	- 26,4
Plus ou moins-values de cessions	(2 739)	(877)	(1 862)	+ 212,3
Variation du besoin en fonds de roulement	1 476	(1 935)	3 411	- 176,3
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	13 643	13 100	543	+ 4,1
Frais financiers nets décaissés	(1 209)	(1 137)	(72)	+ 6,3
Impôts sur le résultat payés	(771)	(838)	67	- 8,0
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	11 663	11 125	538	+ 4,8

Les flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation en 2017 s'élèvent à 11 663 millions d'euros, en hausse de 538 millions d'euros par rapport à 2016.

Cette variation traduit une augmentation de 543 millions d'euros des flux de trésorerie nets générés par l'exploitation, qui provient de :

- l'amélioration de la variation du besoin en fonds de roulement (+ 3 411 millions d'euros par rapport à 2016) ;
- l'augmentation des plus-values de cession (- 1 862 millions d'euros par rapport à 2016 correspondant essentiellement à la cession de 49,9 % des parts de CTE pour 1 462 millions d'euros).

5.1.5.1.2 Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement

Les décaissements de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement se sont élevés à 11 713 millions d'euros en 2017, à comparer à 16 557 millions d'euros en 2016. Les flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement s'analysent en acquisitions et cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles, acquisitions et cessions de sociétés sous déduction de la trésorerie acquise/cédée et variations d'actifs financiers :

(en millions d'euros)	2017	2016	Variation en valeur	Variation en %
Acquisitions d'immobilisations incorporelles et corporelles	(14 747)	(14 397)	(350)	+ 2,4
Cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles	1 140	508	632	+ 124,4
Investissements incorporels et corporels nets	(13 607)	(13 889)	282	- 2,0
Investissements en titres de participation sous déduction de la trésorerie acquise	(2 463)	(127)	(2 336)	+ 1 839,4
Cessions de titres de participation sous déduction de la trésorerie cédée	2 472	372	2 100	+ 564,5
Variations d'actifs financiers	1 885	(2 913)	4 798	- 164,7
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT	(11 713)	(16 557)	4 844	- 29,3

Investissements incorporels et corporels nets

Les investissements incorporels et corporels nets s'élevèrent à 13 607 millions d'euros en 2017, en baisse de 282 millions d'euros (- 2,0 %) par rapport à 2016.

Les investissements incorporels et corporels nets du Groupe ont évolué comme suit :

(en millions d'euros)	2017	2016	Variation en valeur	Variation en %
France - Activités de production et commercialisation	5 813	5 745	68	+ 1,2
France - Activités régulées	3 995	3 770	225	+ 6,0
Royaume-Uni	2 386	1 911	475	+ 24,9
Italie	182	406	(224)	- 55,2
Autre international	309	493	(184)	- 37,3
Autres métiers	922	1 564	(642)	- 41,0
INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS NETS	13 607	13 889	(282)	- 2,0

Les investissements incorporels et corporels nets sont une des composantes des investissements nets dont la variation est détaillée dans la section 5.1.5.2 « Endettement financier net ».

Investissements/cessions de titres de participation sous déduction de la trésorerie (acquise/cédée)

En 2017, les investissements en titres de participation sous déduction de la trésorerie acquise ont augmenté de 2 336 millions d'euros par rapport à 2016 pour atteindre 2 463 millions d'euros. Ils comprennent principalement l'acquisition de 75,5 % de Framatome pour 1 868 millions d'euros.

En 2017, les cessions nettes de titres de participation ont augmenté de 2 100 millions d'euros par rapport à 2016 pour atteindre 2 472 millions d'euros. Elles comprennent principalement la cession de 49,9 % des parts CTE pour 1 282 millions d'euros.

Variation d'actifs financiers

En 2017, la variation des actifs financiers est de + 1 885 millions d'euros et correspond principalement à des cessions d'actifs liquides, (hors actifs dédiés).

En 2016, la variation des actifs financiers était de - 2 913 millions d'euros et correspondait principalement à des acquisitions d'actifs liquides et à la cession de la composante, hors actifs dédiés, de la créance CSPE (voir section 5.1.6.1.6 « Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA »).

5.
5.1.5.1.1.3 Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement

(en millions d'euros)	2017	2016	Variation en valeur	Variation en %
Augmentation de capital EDF	4 005	-	4 005	+ 100,0
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle ⁽¹⁾	481	1 368	(887)	- 64,8
Dividendes versés par EDF	(109)	(165)	56	- 33,9
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle	(183)	(289)	106	- 36,7
Achats/ventes d'actions propres	(6)	(2)	(4)	+ 200,0
Flux de trésorerie avec les actionnaires	4 188	912	3 276	+ 359,2
Émissions d'emprunts	2 901	9 424	(6 523)	- 69,2
Remboursements d'emprunts	(6 304)	(6 176)	(128)	+ 2,1
Rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée	(565)	(582)	17	- 2,9
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession	144	143	1	+ 0,7
Subventions d'investissement reçues	348	417	(69)	- 16,5
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement	(3 476)	3 226	(6 702)	- 207,7
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT	712	4 138	(3 426)	- 82,8

(1) Apports par augmentations ou réductions de capital et acquisitions d'intérêts complémentaires dans des sociétés contrôlées.

En 2017, les opérations de financement se traduisent par un encaissement net de 712 millions d'euros, en baisse de 3 426 millions d'euros par rapport à 2016. Cette variation traduit principalement :

- l'augmentation de capital EDF pour 4 005 millions d'euros ;
- des transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle en diminution de (887) millions d'euros. En 2017, les transactions avec les participations ne

donnant pas le contrôle comprennent un montant de 501 millions d'euros relatif à la part versée par CGN au titre des augmentations de capital de Hinkley Point C. En 2016, les transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle comprenaient 830 millions d'euros encaissés au titre de la cession à CGN de 33,5 % de Hinkley Point C (HPC) Holding Co et de 20 % de Sizewell C Holding Co et un montant de 469 millions d'euros relatif à la part versée par CGN au titre des augmentations de capital de Hinkley Point C et de Sizewell C.

5. PERFORMANCES DU GROUPE EN 2017 ET PERSPECTIVES

Examen de la situation financière et du résultat

5.1.5.2 Endettement financier net

L'endettement financier net correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides. Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

L'endettement financier net du Groupe s'établit à 33 015 millions d'euros au 31 décembre 2017 à comparer à 37 425 millions d'euros au 31 décembre 2016.

(en millions d'euros)	2017	2016	Variation en valeur	Variation en %
Excédent brut d'exploitation	13 742	16 414	(2 672)	- 16,3
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBE	(1 796)	(1 703)		
Frais financiers nets décaissés	(1 209)	(1 137)		
Impôt sur le résultat payé	(771)	(838)		
Autres éléments dont dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises	221	323		
Cash flow opérationnel ⁽¹⁾	10 187	13 059	(2 872)	- 22,0
Variation du besoin en fonds de roulement net	1 476	(1 935)		
Investissements nets ⁽²⁾	(9 810)	(11 663)		
Cash flow après investissements nets	1 853	(539)		
Actifs dédiés	(1 171)	10		
Cash flow avant dividendes ⁽³⁾	682	(529)		
Dividendes versés en numéraire	(891)	(1 036)		
Cash flow Groupe	(209)	(1 565)		
Autres variations monétaires	3 855	549		
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net, hors effet de change	3 646	(1 016)		
Effet de la variation de change	701	1 107		
Autres variations non monétaires	63	(121)		
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net	4 410	(30)		
Endettement financier net ouverture	37 425	37 395		
ENDETTEMENT FINANCIER NET CLÔTURE	33 015	37 425		

(1) Le cash flow opérationnel ne constitue pas un agrégat défini par les normes IFRS comme élément de mesure de la performance financière et ne peut pas être comparable aux indicateurs ainsi dénommés par d'autres entreprises. Cet indicateur, appelé également Funds From Operations (FFO), est égal aux flux de trésorerie nets générés par l'exploitation hors variation du besoin en fonds de roulement corrigés, le cas échéant, d'effets non récurrents et diminués des frais financiers nets décaissés et de l'impôt sur le résultat payé.

(2) Les investissements nets correspondent aux investissements opérationnels et aux investissements financiers de croissance, nets des cessions. Ils incluent également les dettes nettes acquises ou cédées lors d'acquisitions ou de cessions de titres, les subventions d'investissements acquises ainsi que les participations de tiers. Enfin, ils comprennent Linky, les nouveaux développements et le plan de cession d'actifs 2015-2020.

(3) Le cash flow avant dividendes ne constitue pas un agrégat défini par les normes IFRS comme élément de mesure de la performance financière et ne peut pas être comparable aux indicateurs ainsi dénommés par d'autres entreprises. Il est égal au cash flow opérationnel défini en note (1) après variation du besoin en fonds de roulement net, investissements nets définis en note (2) et dotations nettes sur actifs dédiés.

5.1.5.2.1 Cash flow opérationnel

Le cash flow opérationnel s'établit à 10 187 millions d'euros en 2017 contre 13 059 millions d'euros en 2016, soit une diminution de 2 872 millions d'euros (ou - 22,0 %).

Cette variation s'explique principalement par :

- la baisse de l'EBE (- 2 672 millions d'euros) ;
- une augmentation des frais financiers nets décaissés (- 1 209 millions d'euros en 2017 contre - 1 137 millions d'euros en 2016) qui s'explique essentiellement par l'effet année pleine en 2017 des émissions d'emprunts qui ont eu lieu en octobre 2016 et par les émissions de début 2017 ;
- la baisse de l'impôt sur le résultat payé (- 771 millions d'euros en 2017 contre - 838 millions d'euros en 2016), notamment en raison de la baisse du résultat fiscal au Royaume-Uni ;
- une baisse des « Autres éléments dont dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises » (221 millions d'euros en 2017 contre 323 millions d'euros en 2016) qui s'explique principalement par la diminution des dividendes reçus suite à la cession de 49,9 % de CTE en mars 2017.

5.1.5.2.2 Variation du besoin en fonds de roulement

Le besoin en fonds de roulement (BFR) s'améliore de 1 476 millions d'euros sur l'année 2017.

Cette variation s'explique principalement par :

- les encaissements de la régularisation des tarifs réglementés de vente 2014 en France pour + 814 millions d'euros ;
- des gains liés au plan d'amélioration du BFR essentiellement sur les stocks et les créances clients pour environ + 422 millions d'euros ;
- un effet climat favorable en France pour + 228 millions d'euros.

Par rapport à 2016, l'écart de variation du besoin en fonds de roulement (+ 3 411 millions d'euros) s'explique par l'effet de la régularisation des tarifs réglementés de vente 2014 (+ 1 753 millions d'euros), par un effet climat favorable en France pour + 963 millions d'euros et par une réduction des stocks de l'activité optimisation/trading en 2017 pour + 460 millions d'euros en lien avec la cession des activités de négoce de charbon (EDF Trading) et la cession des actifs d'EDF Polska à PGE.

5.1.5.2.3 Investissements nets

Les investissements nets s'élevaient à 9 810 millions d'euros en 2017 contre 11 663 millions d'euros en 2016, soit une diminution de 1 853 millions d'euros (- 15,9 %) et se décomposent ainsi :

(en millions d'euros)	2017	2016	Variation en valeur	Variation en %
France - Activités de production et commercialisation	5 849	5 692	157	+ 2,8
France - Activités régulées	3 212	3 301	(89)	- 2,7
Royaume-Uni	643	806	(163)	- 20,2
Italie	511	458	53	+ 11,6
Autre international	553	607	(54)	- 8,9
Autres métiers	1 200	952	248	+ 26,1
INVESTISSEMENTS NETS HORS LINKY, HORS NOUVEAUX DÉVELOPPEMENTS ET HORS PLAN DE CESSION D'ACTIFS 2015-2020	11 968	11 816	152	+ 1,3
LINKY, NOUVEAUX DÉVELOPPEMENTS ET PLAN DE CESSION D'ACTIFS 2015-2020	(2 158)	(153)	(2 005)	N.A.
INVESTISSEMENTS NETS	9 810	11 663	(1 853)	- 15,9

N. A. = non applicable.

5.1.5.2.3.1 Investissements nets hors Linky, hors nouveaux développements et hors plan de cession d'actifs 2015-2020

Les investissements nets du segment **France - Activités de production et commercialisation** augmentent de 157 millions d'euros, soit + 2,8 %. La hausse provient notamment des investissements réalisés dans la centrale thermique de Bouchain.

Les investissements nets du segment **France - Activités régulées** baissent de 89 millions d'euros (- 2,7 %), notamment en lien avec la baisse des postes de comptage et transformateurs du fait du déploiement du compteur Linky.

Les investissements nets à l'international diminuent de 164 millions d'euros, soit - 8,8 %.

- Au **Royaume-Uni**, la diminution de 163 millions d'euros, soit - 20,2 %, s'explique notamment par une diminution des investissements dans les domaines charbon ainsi que par un ralentissement des investissements « *Smart metering* » et, dans une moindre mesure, dans le renouvelable.
- En **Italie**, les investissements nets sont en hausse de 53 millions d'euros, du fait d'investissements réalisés dans les services énergétiques.
- Le segment **Autre international** est quasi stable (- 54 millions d'euros). Cette stabilité est principalement due à la fin du programme de modernisation et de mise aux normes environnementales des centrales au charbon et de cogénération en Pologne, compensés par la hausse des investissements en Chine.

Les investissements nets des **Autres métiers** sont en hausse de 248 millions d'euros, soit + 26,1 %, traduisant ainsi l'accélération dans le renouvelable. Cette variation provient, principalement, d'EDF Énergies Nouvelles qui a connu une hausse de ses investissements en Europe et au Brésil, partiellement compensée par un recul en Amérique du Nord.

5.1.5.2.3.2 Linky, nouveaux développements et plan de cession d'actifs 2015-2020

- Les investissements au titre du programme Linky, dont le déploiement s'est accéléré en 2017, se sont élevés à 612 millions d'euros.
- Les nouveaux développements correspondent aux nouveaux projets de développement du Groupe. En 2017, ces nouveaux développements correspondent aux investissements relatifs à l'acquisition de Framatome (1 868 millions d'euros), au nouveau nucléaire au Royaume-Uni (montée en puissance du projet Hinkley Point C partiellement compensée par un effet change favorable) et, dans une moindre mesure, aux projets éoliens *offshore* au Royaume-Uni et en France, ainsi qu'à l'acquisition d'une société de service au Royaume-Uni.
- Les cessions d'actifs correspondent essentiellement aux cessions de 49,9 % de CTE, des sociétés en Pologne, d'EDF Démász Zrt en Hongrie, d'actifs de réseau et de régazéification en Italie et d'actifs immobiliers en France et Italie, et s'élevaient à 6 193 millions d'euros.

5.1.5.2.4 Actifs dédiés

Conformément à la loi 2006-739 du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, EDF a constitué un portefeuille d'actifs dédiés pour sécuriser le financement de ses engagements nucléaires de long terme qui s'élève à 26 502 millions d'euros au 31 décembre 2017.

D'une manière générale, les flux sur actifs dédiés correspondent :

- aux dotations permettant d'atteindre une couverture complète de ses engagements ;
- au réinvestissement des produits financiers générés par ces actifs (dividendes et intérêts) ;
- aux retraits d'actifs correspondant aux coûts encourus sur l'exercice dans le cadre des engagements nucléaires de long terme entrant dans le périmètre de la loi du 28 juin 2006 ;
- aux retraits exceptionnels proposés aux organes de gouvernance de la gestion de ces actifs lorsque la valeur du portefeuille excède le montant des engagements à financer, et dûment validés par ces organes.

En 2017, les flux nets de - 1 171 millions d'euros correspondent aux trois premières catégories décrites ci-dessus, dont une dotation réglementaire de 1 095 millions d'euros conformément au courrier du 10 février 2017 des ministres de l'Économie et des Finances, et de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer.

5.1.5.2.5 Cash flow avant dividendes

Le cash flow avant dividendes s'établit à 682 millions d'euros en 2017 (contre - 529 millions d'euros en 2016) et s'explique essentiellement par :

- un cash flow opérationnel de 10 187 millions d'euros ;
- des investissements nets de - 9 810 millions d'euros ;
- une dotation nette aux actifs dédiés de - 1 171 millions d'euros ;
- une variation de BFR favorable de 1 476 millions d'euros.

La variation de 1 211 millions d'euros par rapport à 2016 provient essentiellement d'une évolution favorable de la variation de BFR et des cessions, évolutions toutefois diminuées par un cash flow opérationnel en retrait (- 2 672 millions d'euros) et une dotation nette aux actifs dédiés en hausse de - 1 181 millions d'euros.

5.1.5.2.6 Dividendes versés en numéraire

Les dividendes versés en numéraire (- 891 millions d'euros) comprennent :

- le solde du dividende 2016 pour - 75 millions d'euros ;
- l'acompte sur dividende 2017 pour - 35 millions d'euros, voté en Conseil d'administration le 7 novembre 2017 et payé le 11 décembre 2017 à hauteur de 0,15 euro par action pour les actionnaires n'ayant pas opté pour un versement de dividendes en titres ;

5. PERFORMANCES DU GROUPE EN 2017 ET PERSPECTIVES

Examen de la situation financière et du résultat

- les rémunérations versées en 2017 aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée au titre des « émissions hybrides » de janvier 2013 et janvier 2014 (- 565 millions d'euros) ;
- les dividendes versés par les filiales du Groupe à leurs actionnaires minoritaires (- 217 millions d'euros).

5.1.5.2.7 Cash flow Groupe

Le cash flow Groupe s'élevé à - 209 millions d'euros contre - 1 565 millions d'euros en 2016. L'amélioration de 1 356 millions d'euros par rapport à 2016 est principalement liée à la variation du cash flow avant dividendes pour + 1 211 millions d'euros et à la diminution des dividendes versés en numéraire pour + 145 millions d'euros.

5.1.5.2.8 Effet de la variation de change

L'effet de change (principalement dépréciation de la livre sterling et du dollar américain par rapport à l'euro ⁽¹⁾) a un impact favorable de 701 millions d'euros sur l'endettement financier net du Groupe au 31 décembre 2017.

5.1.5.2.9 Autres variations monétaires

Les autres variations monétaires ont un impact favorable de + 3 855 millions d'euros sur l'endettement financier net du Groupe au 31 décembre 2017, principalement, en lien avec l'augmentation de capital en numéraire avec maintien du droit préférentiel de souscription des actionnaires réalisée en mars 2017. Cette opération a conduit à une diminution de l'endettement financier net du Groupe de 4 005 millions d'euros net des frais.

5.1.6 GESTION ET CONTRÔLE DES RISQUES MARCHÉS

5.1.6.1 Gestion et contrôle des risques financiers

La présente section expose la politique et les principes en matière de gestion des risques financiers du Groupe définis dans le Cadre stratégique de gestion financière (liquidité, change, taux d'intérêt, actions) et de la politique de gestion du risque de contrepartie Groupe mise en place par le groupe EDF. Ces principes sont applicables à EDF et aux seules filiales contrôlées opérationnellement ou qui ne bénéficient pas, par la loi, de garanties spécifiques d'indépendance de gestion telles qu'Enedis. Conformément à la norme IFRS 7, les paragraphes suivants décrivent la nature des risques découlant des instruments financiers en s'appuyant sur des analyses de sensibilité et les risques de crédit (contrepartie).

Depuis 2002, une structure dédiée – le département Contrôle des Risques Financiers et Investissements (CRFI) – est en charge de la maîtrise des risques financiers au niveau du Groupe, notamment par le contrôle de la bonne application des principes du Cadre stratégique de gestion financière (juillet 2015). Rattachée à la Direction des Risques Groupe depuis 2008, cette structure indépendante a également pour mission d'effectuer un contrôle de second niveau du risque de défaillance de contrepartie (méthodologie et organisation) sur les entités EDF et les filiales du Groupe contrôlées opérationnellement (hors Enedis) ainsi qu'un contrôle de premier

niveau des activités de financement de la salle des marchés d'EDF SA. Le Département CRFI assure également un contrôle de deuxième niveau des activités de gestion du portefeuille des actifs dédiés.

Le département CRFI produit des rapports de suivi quotidien et hebdomadaire des indicateurs de risques concernant les activités de la salle des marchés financiers d'EDF SA.

Des audits internes réguliers s'assurent de la mise en place effective des contrôles et de leur efficacité.

5.1.6.1.1 Position de liquidité et gestion du risque de liquidité

5.1.6.1.1.1 Position de liquidité

Au 31 décembre 2017, les liquidités du Groupe, composées des actifs liquides, de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, s'élevé à 22 655 millions d'euros, et les lignes de crédit disponibles s'établissent à 11 943 millions d'euros.

Sur l'année 2018, les flux prévisionnels de remboursement et d'intérêts de la dette du Groupe au 31 décembre 2017 s'élevé à 10 429 millions d'euros, dont 3 712 millions d'euros au titre d'emprunts obligataires (hors dettes hybrides).

Au 31 décembre 2017, aucune société du Groupe n'a fait l'objet d'un défaut de paiement au titre de ses emprunts.

5.1.6.1.1.2 Gestion du risque de liquidité

Le 20 janvier 2017, EDF a levé 137 milliards de yens, soit environ 1,1 milliard d'euros, à travers quatre obligations senior sur le marché japonais (« obligations Samourai ») de maturité 10 ans et au-delà :

- obligation de 107,9 milliards de yens, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 1,088 % ;
- obligation verte de 19,6 milliards de yens, d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 1,278 % ;
- obligation verte de 6,4 milliards de yens, d'une maturité de 15 ans avec un coupon fixe de 1,569 % ;
- obligation de 3,1 milliards de yens, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 1,870 %.

Cette opération participe au financement de la stratégie d'investissement du Groupe et s'inscrit dans le cadre de la politique d'allongement de la maturité de sa dette.

La description de la dette obligataire du Groupe est détaillée à la note 38.2 « Emprunts et dettes financières » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017.

La maturité moyenne de la dette brute du Groupe au 31 décembre 2017 s'établit à 13,7 ans contre 13,4 ans au 31 décembre 2016, celle d'EDF SA à 14,3 ans contre 14,4 ans au 31 décembre 2016.

Au 31 décembre 2017, les échéances résiduelles des passifs financiers (y compris paiement des intérêts) se présentent comme suit, conformément à la norme IAS 39 (valorisation sur la base des cours de change et de taux d'intérêt au 31 décembre 2017) :

31 décembre 2017

(en millions d'euros)

	Dettes	Instruments de couverture ⁽¹⁾		Garanties données sur emprunts
		Swaps de taux	Swaps de change	
2018	10 429	(543)	(21)	349
Entre 2019 et 2022	20 876	(1 862)	(70)	144
2023 et au-delà	64 764	(3 029)	(806)	120
TOTAL	96 069	(5 434)	(897)	613
dont remboursement de dette principale	55 512			
dont charges d'intérêt	40 557			

(1) Les données sur les instruments de couverture incluent l'actif et le passif.

Le groupe EDF a pu satisfaire ses besoins de financement par une gestion prudente de sa liquidité et a levé des financements dans des conditions satisfaisantes.

(1) Dépréciation de - 3,51 % de la livre sterling face à l'euro : 1,127 €/£ au 31 décembre 2017 ; 1,168 €/£ au 31 décembre 2016 ; dépréciation de - 12,12 % du dollar américain face à l'euro : 0,834 €/€\$ au 31 décembre 2017 ; 0,949 €/€\$ au 31 décembre 2016.

Pour gérer le risque de liquidité, différents leviers spécifiques sont utilisés :

- le *cash pooling* du Groupe qui centralise la trésorerie des filiales contrôlées. Ce dispositif vise à mettre à la disposition d'EDF SA les soldes de trésorerie des filiales et à rémunérer leurs comptes afin d'optimiser la gestion des disponibilités du Groupe et de proposer aux filiales un système leur garantissant des conditions financières de marché ;
- la centralisation du financement des filiales contrôlées au niveau de la trésorerie du Groupe. Le financement de la variation du besoin en fonds de roulement des filiales est effectué par la trésorerie du Groupe *via* la mise à disposition de lignes de crédit *stand-by* aux filiales qui peuvent ainsi se financer en *revolving* auprès du Groupe. Par ailleurs, EDF SA et la filiale d'investissement EDF Investissements Groupe (EDF IG), créée en partenariat avec la banque Natixis Belgique Investissements, assurent le financement à moyen et long terme des activités du Groupe situées hors de France. Ces financements sont mis en place de manière totalement autonome par EDF SA et EDF IG qui établissent chacune les conditions du financement. Ces conditions sont celles que la filiale obtiendrait sur le marché dans une situation de pleine concurrence ;

- la gestion active et la diversification des sources de financement du Groupe : le Groupe a accès à des ressources court terme sur différents marchés dans le cadre de programmes de billets de trésorerie, d'US CP (papier commercial aux États-Unis) ou d'Euro CP (papier commercial sur le marché euro). Pour EDF, les plafonds sont respectivement de 6 milliards d'euros pour les billets de trésorerie, 10 milliards de dollars américains pour les US CP et 1,5 milliard d'euros pour les Euro CP.

Au 31 décembre 2017, les encours d'émissions de billets de trésorerie du Groupe sont de 700 millions d'euros et de 1 496 millions de dollars US CP. Il n'y a eu aucune émission d'Euro CP en 2017. EDF a accès aux principaux marchés obligataires mondiaux, à savoir les marchés euros *via* son programme EMTN (plafond actuel à 45 milliards d'euros) notamment pour des émissions en euros et en livres sterling, ainsi que les marchés domestiques, qui sont en *stand alone*, pour les émissions en dollars américains (144 A), yens (samourai) et francs suisses.

Au 31 décembre 2017, les principaux emprunts du Groupe sont les suivants :

Type d'emprunt

(en millions de devises)

Type d'emprunt	Entité	Date d'émission ⁽¹⁾	Échéance	Montant de l'émission	Devise	Taux
Euro MTN	EDF	02/2008	02/2018	1 500	EUR	5,00 %
Obligataire	EDF	01/2009	01/2019	2 000	USD	6,50 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2019	1 250	USD	2,15 %
Obligataire	EDF	01/2010	01/2020	1 400	USD	4,60 %
Euro MTN	EDF	05/2008	05/2020	1 200	EUR	5,38 %
Obligataire	EDF	10/2015	10/2020	1 500	USD	2,35 %
Euro MTN	EDF	01/2009	01/2021	2 000	EUR	6,25 %
Euro MTN (<i>green bond</i>)	EDF	11/2013	04/2021	1 400	EUR	2,25 %
Euro MTN	EDF	01/2012	01/2022	2 000	EUR	3,88 %
Euro MTN	EDF	09/2012	03/2023	2 000	EUR	2,75 %
Euro MTN	EDF	09/2009	09/2024	2 500	EUR	4,63 %
Obligataire (<i>green bond</i>)	EDF	10/2015	10/2025	1 250	USD	3,63 %
Euro MTN	EDF	11/2010	11/2025	750	EUR	4,00 %
Euro MTN (<i>green bond</i>)	EDF	10/2016	10/2026	1 750	EUR	1,00 %
Obligataire	EDF	01/2017	01/2027	107 900	JPY	1,09 %
Euro MTN	EDF	03/2012	03/2027	1 000	EUR	4,13 %
Euro MTN	EDF	04/2010	04/2030	1 500	EUR	4,63 %
Euro MTN	EDF	07/2001	07/2031	650	GBP	5,88 %
Euro MTN	EDF	02/2003	02/2033	850	EUR	5,63 %
Euro MTN	EDF	06/2009	06/2034	1 500	GBP	6,13 %
Euro MTN	EDF	10/2016	10/2036	750	EUR	1,88 %
Obligataire	EDF	01/2009	01/2039	1 750	USD	6,95 %
Euro MTN	EDF	11/2010	11/2040	750	EUR	4,50 %
Euro MTN	EDF	10/2011	10/2041	1 250	GBP	5,50 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2044	1 000	USD	4,88 %
Obligataire	EDF	10/2015	10/2045	1 500	USD	4,75 %
Obligataire	EDF	10/2015	10/2045	1 150	USD	4,95 %
Euro MTN	EDF	09/2010	09/2050	1 000	GBP	5,13 %
Euro MTN	EDF	10/2016	10/2056	2 164	USD	4,99 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2114	1 350	GBP	6,00 %

(1) Date de réception des fonds.

Au 31 décembre 2017, EDF dispose d'un montant global de 10 280 millions d'euros de lignes disponibles (crédit syndiqué et lignes bilatérales) :

- le crédit syndiqué s'élève à 4 milliards d'euros et a une maturité jusqu'en novembre 2020. Il n'a fait l'objet d'aucun tirage au 31 décembre 2017 ;
- les lignes bilatérales représentent 6 150 millions d'euros de disponible avec des maturités s'échelonnant jusqu'en décembre 2020. Le niveau de ces disponibilités est très régulièrement revu pour assurer au Groupe un niveau suffisant de lignes de secours ;

- le montant disponible sur les lignes de crédit avec la Banque Européenne d'Investissement est de 130 millions d'euros. Cette ligne de crédit de 200 millions d'euros a fait l'objet d'un tirage à hauteur de 70 millions d'euros au 31 décembre 2017. Trois autres lignes de crédits ont été tirées intégralement au 31 décembre 2017, pour des montants de 225 millions d'euros, 500 millions d'euros et 500 millions d'euros.

5. PERFORMANCES DU GROUPE EN 2017 ET PERSPECTIVES

Examen de la situation financière et du résultat

EDF Investissements Groupe bénéficie d'un crédit syndiqué pour un montant de 1 000 millions d'euros (maturité septembre 2020). Au 31 décembre 2017, celui-ci ne fait pas l'objet d'un tirage.

Edison dispose d'une ligne de crédit avec la Banque Européenne d'Investissement pour un montant de 275 millions d'euros (tirée en intégralité), ainsi qu'une ligne de crédit avec un pool de banques pour un montant de 300 millions d'euros qui n'a pas été tirée au 31 décembre 2017.

5.1.6.1.2 Notation financière

Les notes à long et court termes attribuées aux entités du groupe EDF par les trois agences de notation financière Standard & Poor's, Moody's et Fitch Ratings sont les suivantes au 31 décembre 2017 :

Société	Agence	Notation Long terme	Notation Court terme
EDF	Standard & Poor's	A- assortie d'une perspective négative ⁽¹⁾	A-2
	Moody's	A3 assortie d'une perspective stable	P-2
	Fitch Ratings	A- assortie d'une perspective stable	F2
EDF Trading	Moody's	Baa2 assortie d'une perspective stable	n. a.
EDF Energy	Standard & Poor's	BBB- assortie d'une perspective négative ⁽²⁾	A-3
Edison	Standard & Poor's	BB+ assortie d'une perspective stable	B
	Moody's	Baa3 assortie d'une perspective stable	n. a.

n.a. = non applicable.

⁽¹⁾ Le 20 novembre 2017, S&P a revu la perspective d'EDF de stable à négative.

⁽²⁾ Le 20 novembre 2017, S&P a revu la perspective d'EDF Energy de stable à négative.

5.1.6.1.3 Gestion du risque de change

Par la diversification de ses activités et de son implantation géographique, le Groupe est exposé aux risques de fluctuation des parités de change, qui peuvent avoir un impact sur les écarts de conversion des postes de bilan, les charges financières du Groupe, les fonds propres et les résultats.

Afin de limiter son exposition au risque de change, le Groupe a mis en place les principes de gestion suivants :

- financement en devises : le financement, par chaque entité, de ses activités est effectué dans la mesure des capacités des marchés financiers locaux, dans sa monnaie fonctionnelle. Dans le cas où les financements sont contractés dans d'autres devises, des instruments dérivés peuvent être utilisés pour limiter le risque de change ;
- adossement actif/passif : les actifs nets des filiales localisées hors zone euro exposent le Groupe à un risque de change. Le risque de change au bilan consolidé sur les actifs en devises est géré par des couvertures de marché avec un recours à des instruments financiers dérivés. La couverture des actifs nets en devises respecte un couple rendement/risque, les ratios de couverture variant,

selon la devise, entre 36 % et 66 % pour les expositions principales. Lorsque les instruments de couverture ne sont pas disponibles ou lorsque leur coût est prohibitif, ces positions de change restent ouvertes. Le risque qu'elles représentent est alors suivi par des calculs de sensibilité ;

- couverture des flux opérationnels en devises : de manière générale, les flux générés par les activités opérationnelles d'EDF et de ses filiales sont libellés dans leur devise locale, à l'exception des flux liés aux achats de combustible principalement libellés en dollars américains et de certains flux, de moindres montants, liés à des achats de matériel. Selon les principes édictés par le Cadre stratégique de gestion financière, EDF et ses principales filiales concernées par le risque de change (EDF Energy, EDF Trading, Edison, EDF Énergies Nouvelles) ont à mettre en place des couvertures sur les engagements fermes ou hautement probables liés à ces flux opérationnels futurs.

En conséquence de la politique de financement et de couverture du risque de change, la dette brute du Groupe, au 31 décembre 2017 par devise et après couverture, se décompose comme indiqué dans le tableau ci-après :

STRUCTURE DE LA DETTE BRUTE AU 31 DÉCEMBRE 2017, PAR DEVISE AVANT ET APRES COUVERTURE

31 décembre 2017 (en millions d'euros)	Structure initiale de la dette	Incidence des instru- ments de couverture ⁽¹⁾	Structure de la dette après couverture	% de la dette
Emprunts libellés en euros (EUR)	27 609	18 454	46 063	81 %
Emprunts libellés en dollars américains (USD)	17 224	(14 752)	2 472	4 %
Emprunts libellés en livres britanniques (GBP)	9 495	(2 331)	7 164	13 %
Emprunts libellés dans d'autres devises	2 518	(1 371)	1 147	2 %
TOTAL DES EMPRUNTS	56 846	-	56 846	100 %

⁽¹⁾ Couverture de dettes et de situations nettes des filiales étrangères.

Le tableau ci-dessous présente l'impact en capitaux propres d'une variation des taux de change sur la dette brute du Groupe au 31 décembre 2017.

SENSIBILITÉ DE LA DETTE BRUTE DU GROUPE AU RISQUE DE CHANGE

31 décembre 2017 (en millions d'euros)	Dettes après instruments de couverture convertie en euros	Impact d'une variation défavorable de 10 % du cours de change	Dettes après variation défavorable de 10 % du cours de change
Emprunts libellés en euros (EUR)	46 063	-	46 063
Emprunts libellés en dollars américains (USD)	2 472	247	2 719
Emprunts libellés en livres britanniques (GBP)	7 164	716	7 880
Emprunts libellés dans d'autres devises	1 147	115	1 262
TOTAL DES EMPRUNTS	56 846	1 078	57 924

Du fait de la politique de couverture du risque de change, sur la dette brute du Groupe, le compte de résultat des sociétés sous contrôle du Groupe est marginalement exposé au risque de change.

Le tableau ci-dessous présente la position de change liée aux actifs nets en devises des filiales du Groupe.

POSITION DES ACTIFS NETS
31 décembre 2017⁽¹⁾
(en millions de devises)

	Actifs nets	Emprunts obligataires	Dérivés	Actifs nets après gestion
USD	4 426	3 200	(1 380)	2 606
CHF (Suisse)	713	-	468	245
GBP (Royaume-Uni)	14 411	5 435	(177)	9 153
CLP (Chili)	1 135	-	-	1 135
PLN (Pologne)	340	-	305	35
BRL (Brésil)	1 066	-	-	1 066
CNY (Chine)	10 028	-	-	10 028

(1) Actifs nets : vision au 31 décembre 2017 ; dérivés et emprunts obligataires : vision au 31 décembre 2017. Les situations nettes listées excluent certaines expositions non significatives.

Les actifs indiqués ci-dessus sont ceux des filiales étrangères du Groupe en devises retraités des variations de juste valeur des couvertures de flux de trésorerie et des actifs financiers disponibles à la vente comptabilisés en capitaux propres, ainsi que des variations de juste valeur des instruments financiers comptabilisés en résultat.

Le tableau ci-après présente le risque de perte de change, en capitaux propres, sur les actifs nets en devises des principales filiales du Groupe au 31 décembre 2017. Le risque de perte de change est adossé à l'hypothèse d'évolution défavorable et uniforme de 10 % du taux de change euro contre devise. Les actifs nets sont convertis aux taux de clôture et les impacts sont indiqués en valeur absolue.

5.
SENSIBILITÉ DES ACTIFS NETS AU RISQUE DE CHANGE

<i>(en millions de devises)</i>	Au 31 décembre 2017			Au 31 décembre 2016		
	Actifs nets après gestion en devise	Actifs nets après gestion convertis en euros	Impact, en capitaux propres, d'une variation de 10 % du cours de change	Actifs nets après gestion en devise	Actifs nets après gestion convertis en euros	Impact, en capitaux propres, d'une variation de 10 % du cours de change
USD	2 606	2 173	217	2 857	2 710	271
CHF (Suisse)	245	209	21	169	157	16
GBP (Royaume-Uni)	9 153	10 316	1 032	8 058	9 412	941
CLP (Chili)	1 135	2	-	2 607	4	-
PLN (Pologne)	35	8	1	164	37	4
BRL (Brésil)	1 066	268	27	1 377	401	40
CNY (Chine)	10 028	1 285	129	10 141	1 385	139

Le risque de change sur les actifs financiers disponibles à la vente (titres AFS) est essentiellement localisé dans le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF qui fait l'objet d'une analyse dans la section 5.1.6.1.6 « Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA ».

Le risque de change associé aux placements de trésorerie en devises et aux créances et dettes d'exploitation en devises reste contenu pour le Groupe au 31 décembre 2017.

5.1.6.1.4 Gestion du risque de taux d'intérêt

L'exposition de l'endettement financier net du Groupe aux variations de taux d'intérêt recouvre deux types de risques : un risque d'évolution des charges financières nettes correspondant aux actifs et passifs financiers à taux variable et un risque d'évolution de la valeur des actifs financiers placés à taux fixe. Ces risques sont gérés par le pilotage de la part de l'endettement financier net à taux variable,

défini à partir du couple rendement/risque sur les charges financières nettes prenant en compte les anticipations d'évolution de taux d'intérêt.

Dans ce cadre, une partie de la dette est variabilisée, le Groupe pouvant être amené à utiliser des instruments dérivés de taux dans une optique de couverture, et la répartition de l'exposition entre taux fixes et taux variables fait l'objet d'un suivi.

Au 31 décembre 2017, la dette du Groupe après instruments de couverture se répartit en 55,3 % à taux fixe et 44,7 % à taux variable.

Une augmentation annuelle uniforme des taux d'intérêt de 1 % entraînerait une augmentation des charges financières d'environ 254 millions d'euros sur la base de la dette brute à taux variable à fin 2017 après couverture.

Le coût moyen de la dette Groupe (taux d'intérêt pondéré des encours) s'établit à 2,95 % fin 2017.

5. PERFORMANCES DU GROUPE EN 2017 ET PERSPECTIVES

Examen de la situation financière et du résultat

Le tableau ci-après présente la structure de la dette du Groupe ainsi que l'impact de variation de 1 % du taux d'intérêt au 31 décembre 2017. L'impact de la variation des taux d'intérêt est en diminution de 49 millions d'euros par rapport à 2016.

STRUCTURE DE LA DETTE DU GROUPE ET SENSIBILITÉ AU RISQUE DE TAUX

31 décembre 2017 (en millions d'euros)	Structure initiale de la dette	Incidences des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture	Impact, en résultat, d'une variation de 1 % des taux d'intérêt
À taux fixe	52 900	(21 469)	31 431	-
À taux variable	3 946	21 469	25 415	254
TOTAL DES EMPRUNTS	56 846	-	56 846	254

Concernant les actifs financiers, le tableau ci-dessous présente le risque de taux sur les obligations et titres de créances négociables (TCN) à taux variable détenus par EDF et leur sensibilité au risque de taux (impact en résultat).

SENSIBILITÉ AU RISQUE DE TAUX DES TITRES À TAUX VARIABLE

31 décembre 2017 (en millions d'euros)	Valeur	Impact, en résultat, d'une variation de 1 % des taux d'intérêt	Valeur après variation de 1 % des taux d'intérêt
TITRES À TAUX VARIABLE	1 205	(12)	1 193

Par ailleurs, le risque de taux d'intérêt du Groupe est notamment lié à la valeur des engagements à long terme du Groupe dans le domaine du nucléaire (voir la note 29 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2017) et ses engagements en matière de retraite et autres dispositions spécifiques en faveur du personnel (voir note 31 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2017), qui sont actualisés avec des taux d'actualisation qui dépendent des taux d'intérêt aux différents horizons de temps, ainsi qu'aux titres de créances détenus dans le cadre de la gestion des actifs dédiés constitués pour couvrir ces engagements (voir section 5.1.6.1.6 « Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA »).

5.1.6.1.5 Gestion du risque actions

Le risque actions est localisé dans les éléments suivants :

Couverture des engagements nucléaires d'EDF

L'analyse du risque actions est présentée dans la section 5.1.6.1.6 « Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA ».

Couverture des engagements sociaux d'EDF SA, d'EDF Energy et de British Energy

Les actifs de couverture des passifs sociaux d'EDF sont partiellement investis sur le marché des actions internationales et européennes. L'évolution du marché actions impacte donc la valorisation de ces actifs, et une évolution négative des actions aurait un effet à la hausse sur le niveau des provisions enregistrées au bilan.

Les actifs couvrant les engagements sociaux d'EDF sont investis à hauteur de 30,9 % en actions fin 2017, soit un montant actions de 3,6 milliards d'euros.

Au 31 décembre 2017, les deux fonds de pensions mis en place par EDF Energy (*EDF Energy Pension Scheme* et *EDF Energy Group Electricity Supply Pension Scheme*) sont investis à hauteur de 38,0 % et 33,6 % en actions et fonds actions, ce qui représente un montant actions de 654 millions de livres sterling.

Au 31 décembre 2017, les fonds de British Energy sont investis à hauteur de 25,0 % en actions et fonds actions, soit un montant actions de 1 688 millions de livres sterling.

Fonds CENG

CENG est exposé au risque actions dans le cadre de la gestion de ses fonds destinés à couvrir son démantèlement nucléaire.

Gestion de trésorerie long terme d'EDF

Dans le cadre de sa gestion de trésorerie long terme, EDF a maintenu sa stratégie d'allègement des placements corrélés actions, ce qui conduit au 31 décembre 2017 à une position non significative très inférieure à 1 million d'euros.

5.1.6.1.6 Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA

Des actifs dédiés ont progressivement été constitués par EDF depuis 1999 pour sécuriser le financement de ses engagements nucléaires de long terme. La loi du 28 juin 2006 et ses textes d'application ont défini les provisions qui ne sont pas

liées au cycle d'exploitation et qui doivent par conséquent être couvertes par des actifs dédiés ; elles figurent en note 47 « Actifs dédiés d'EDF » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017.

La gestion du portefeuille d'actifs dédiés est réalisée sous le contrôle du Conseil d'administration et des Comités du Conseil (Comité de suivi des engagements nucléaires, Comité d'audit).

Le **Comité de suivi des engagements nucléaires (CSEN)** est un comité spécialisé, créé par le Conseil d'administration d'EDF en 2007.

Le **Comité d'expertise financière des engagements nucléaires (CEFEN)** a pour mission d'assister l'entreprise et ses organes sociaux sur les questions d'adossement actif/passif et de gestion d'actifs. Il est composé de personnalités indépendantes de l'entreprise, choisies pour leurs compétences et leur diversité d'expérience, en particulier dans les domaines de la gestion actif/passif, la recherche économique et financière et la gestion d'actifs.

Principes de gouvernance et de gestion

Les principes de gouvernance qui définissent la structure des actifs dédiés ainsi que le processus de décision et de contrôle de leur gestion sont validés par le Conseil d'administration d'EDF. Ces principes précisent également les règles de structuration du portefeuille d'actifs, de sélection des gestionnaires financiers, de structuration juridique, comptable et fiscale des fonds.

L'allocation stratégique est déterminée à partir d'études actif/passif dont l'objectif est de définir le portefeuille cible le plus adapté à la problématique de financement des engagements nucléaires de long terme. L'allocation stratégique est validée par le Conseil d'administration d'EDF et revue tous les trois ans, sauf circonstances particulières. Depuis 2013, cette allocation cible se compose d'un portefeuille financier et, pour environ un quart, d'actifs non cotés (19,2 % effectivement atteint au 31 décembre 2017). Les actifs non cotés sont gérés par EDF Invest (créé en 2013 suite au décret du 24 juillet 2013) et sont constitués d'infrastructures, d'immobilier et de fonds d'investissement.

Le portefeuille financier comporte deux sous-portefeuilles « actions » et « obligations », eux-mêmes décomposés en « classes d'actifs secondaires » ou « poches » correspondant à des marchés spécifiques. L'allocation stratégique du portefeuille financier est de 49 % d'actions internationales et 51 % d'obligations.

Un indice de référence est fixé pour le suivi de la performance et le contrôle du risque du portefeuille financier :

- pour le sous-portefeuille actions : *MSCI World AC DN* couvert en euro à 50 % hors devises pays émergents ;
- pour le sous-portefeuille taux : composite 60 % Citigroup EGBI et 40 % Citigroup EuroBIG corporate.

Par ailleurs, un troisième sous-portefeuille « trésorerie » sert à sécuriser le paiement des prochains décaissements liés à l'objet du passif couvert et peut être renforcé de manière tactique notamment par prudence en cas de crise sur les marchés.

Enfin, la créance CSPE a été affectée aux actifs dédiés le 13 février 2013 (voir note 47 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017).

La gestion tactique du portefeuille financier est assurée autour de plusieurs axes :

- le pilotage de l'exposition entre les sous-portefeuilles « actions » et « obligations » ;
- la répartition par « classe d'actifs secondaires » au sein de chaque sous-portefeuille ;
- le choix des OPCVM qui intègre le souci de diversification :
 - par style (valeurs de croissance, valeurs décotées, valeurs de rendement),
 - par taille de capitalisation (grandes valeurs, moyennes et petites valeurs),
 - par processus d'investissement (approche macroéconomique et sectorielle, sélection de valeurs en « quantitatif », etc.),
 - par support d'investissement à des fins de respect de ratio d'emprise ;
- pour les obligations, un choix de titres détenus en direct, de mandats et d'OPCVM intégrant le souci de diversification :
 - par type d'émission (taux fixes, taux indexés),
 - par nature d'instruments (emprunts d'État ou supranationaux, obligations foncières et *covered bonds*, obligations d'entreprises),
 - par émetteur et par maturité.

La politique de répartition du portefeuille financier élaborée par le Comité de gestion opérationnelle ⁽¹⁾ repose sur l'analyse des perspectives économiques et financières de chacun des marchés et zones géographiques, sur l'étude des niveaux de valorisation des différents marchés ou segments de marchés ainsi que sur les analyses de risques produites par le département CRFI (Contrôle des Risques Financiers et Investissements).

Évolution du portefeuille sur l'année 2017

Le 31 mars 2017, après avoir obtenu les autorisations des autorités compétentes en matière de contrôle des concentrations, EDF a finalisé avec la Caisse des Dépôts et CNP Assurances la cession de 49,9 % du capital de la Coentreprise de Transport d'Électricité (CTE), détenant la totalité des titres de RTE depuis décembre 2016. L'opération a été réalisée sur la base d'une valorisation de 8,2 milliards d'euros pour 100 % des fonds propres de RTE. Au terme de cette opération, l'intégralité de la participation détenue par EDF dans la holding CTE, soit 50,1 %, est désormais affectée aux actifs dédiés au sein d'EDF Invest.

En 2017, EDF Invest a poursuivi la constitution de son portefeuille en infrastructures, immobilier et fonds d'investissement.

Notamment, en avril 2017, le Conseil d'administration d'Atlantia a accepté l'offre engageante du consortium composé d'Allianz, EDF Invest et du fonds d'investissement DIF portant sur 5 % du capital d'Autostrade per l'Italia.

La finalisation de la transaction est intervenue en juillet 2017, le consortium ayant finalement porté sa participation à 6,94 % du capital d'Autostrade per l'Italia contre les 5 % initialement prévus, suite à l'exercice d'une option d'achat accordée par Atlantia.

Autostrade per l'Italia est l'un des plus grands gestionnaires de concessions autoroutières d'Europe, représentant plus de 50 % du réseau autoroutier italien et 61 % des kilomètres parcourus en Italie. Le réseau d'Autostrade per l'Italia comprend environ 3 000 km de routes à travers 16 régions italiennes et un total de 21 autoroutes.

En juin et septembre 2017, EDF Invest a acquis une participation minoritaire aux côtés de Beni Stabili, filiale italienne de Foncière des Régions, et de Predica dans Central Sicaf qui gère un portefeuille de bureaux et de locaux techniques intégralement loués à Telecom Italia et auparavant détenu à 100 % par Beni Stabili.

En octobre 2017, EDF Invest a finalisé, aux côtés de KKR Infrastructure, l'acquisition d'une participation minoritaire dans l'opérateur de parcs de stationnement néerlandais Q-Park NV.

Q-Park est l'un des principaux opérateurs de parcs de stationnement en Europe avec plus de 870 000 places de parkings dans plus de 6 300 emplacements répartis dans 10 pays en Europe du Nord-Ouest. La Société est spécialisée dans l'investissement, la construction et la gestion de parcs de stationnement de haute qualité à des emplacements stratégiques. Q-Park emploie plus de 2 100 personnes.

En décembre 2017, EDF Invest a acquis 50 % de l'ensemble immobilier Ecowest à Levallois-Perret, loué principalement à la branche Luxe de L'Oréal. Cet immeuble neuf, livré en juin 2017, d'une surface de 59 000 m² et disposant de 1 085 places de stationnement, bénéficie d'une double labellisation environnementale BREEAM Excellent et HQE Exceptionnel.

Ainsi, après quatre ans d'activité, EDF Invest a constitué un portefeuille diversifié d'actifs non cotés de 2,7 milliards d'euros (hors CTE) au 31 décembre 2017. Pour la première fois depuis le lancement d'EDF Invest, la part déployée représente autant que la participation dans CTE. Une description plus complète de l'activité et des actifs d'EDF Invest est disponible sur le site www.edfinvest.com.

Le taux de retour sur investissement (TRI) depuis 2013 du portefeuille d'EDF Invest (hors CTE) est d'environ 11 % en infrastructures ainsi qu'en immobilier, comprenant un *cash yield* récurrent (remontées de *cash* à EDF SA au sein des actifs dédiés, hors éléments exceptionnels ou cessions partielles) d'environ 7 % en infrastructures notamment.

En infrastructures, avec 1,6 milliard d'euros investis dans 8 transactions en Europe, aux côtés de partenaires de référence sur le marché (des assureurs comme Allianz, des institutionnels tels que GIC, le fonds souverain singapourien ou des industriels comme Atlantia ou SNAM), EDF Invest a montré sa capacité à se déployer de manière paneuropéenne (6 pays) et multisectorielle.

En immobilier, avec 0,7 milliard d'euros investis dans plus de 10 transactions en France, en Allemagne et en Italie, EDF Invest est reconnu par le marché comme un investisseur institutionnel en capacité de se positionner sur des opérations de taille significative, comme l'attestent notamment les transactions réalisées cette année.

L'évolution du portefeuille financier est décrite ci-dessous dans le paragraphe « Performance du portefeuille des actifs dédiés d'EDF ».

Au 31 décembre 2017, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 108,5 %.

Des retraits pour un montant de 378 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir en 2017 (377 millions d'euros en 2016). L'obligation réglementaire de dotation (article 2-IV du décret n° 2007-243 modifié) au titre de 2016 de 1 095 millions d'euros a été réalisée en mars 2017, conformément au courrier du 10 février 2017 des ministres de l'Économie et des Finances, et de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer (dotation nulle en 2016). Au titre de 2017, l'obligation réglementaire de dotation aux actifs dédiés s'élève à 386 millions d'euros (atteinte des 110 % de couverture des provisions) et sera réalisée courant 2018.

(1) Comité interne et organe permanent d'évaluation, de concertation et de décision opérationnelle en matière de gestion des actifs dédiés

5. PERFORMANCES DU GROUPE EN 2017 ET PERSPECTIVES

Examen de la situation financière et du résultat

Composition et performance du portefeuille des actifs dédiés d'EDF

COMPOSITION ANALYTIQUE DU PORTEFEUILLE

	31/12/2017	31/12/2016
Sous-portefeuille actions	35,5 %	31,1 %
Sous-portefeuille obligataire	33,0 %	26,8 %
Sous-portefeuille trésorerie	0,4 %	3,5 %
CSPE après couverture	11,9 %	16,7 %
Actifs non cotés (EDF Invest)	19,2 %	21,9 %
TOTAL	100 %	100 %

Au 31 décembre 2017, la valeur globale du portefeuille s'élève à 28 115 millions d'euros, contre 25 677 millions d'euros à fin décembre 2016.

La composition du portefeuille financier est également présentée en note 47 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2017.

COMPOSITION SELON LA CLASSIFICATION DE L'ARTICLE 4 DU DÉCRET N° 2007-243 DU 23 FÉVRIER 2007

Catégories (en millions d'euros)	31 décembre 2017		31 décembre 2016	
	Valeur nette comptable ⁽¹⁾	Valeur de réalisation	Valeur nette comptable ⁽¹⁾	Valeur de réalisation
Obligations États OCDE et assimilées	4 261	4 363	3 167	3 335
Obligations personnes morales OCDE hors États	618	636	542	593
OPCVM investissant dans les deux catégories précédentes	4 352	4 544	3 910	4 058
OPCVM non exclusivement obligations OCDE	8 230	9 785	6 059	7 790
Couvertures, dépôts, sommes à recevoir	-	30	(18)	(18)
TOTAL PORTEFEUILLE PRODUITS FINANCIERS	17 461	19 358	13 660	15 758
CTE (holding détenant 100 % des titres RTE) ⁽²⁾	2 705	2 705	3 905	3 905
Autres titres non cotés et immobilier	2 427	2 703	1 530	1 728
TOTAL EDF INVEST	5 132	5 408	5 435	5 633
CSPE après couverture	3 294	3 349	4 182	4 286
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS	25 887	28 115	23 277	25 677

(1) Valeur nette comptable dans les comptes sociaux.

(2) Au 31/12/2017, les actifs dédiés détiennent 50,1 % (75,9 % au 31/12/2016) de la Coentreprise de Transport d'Électricité (CTE).

Le tableau ci-dessous présente la performance par portefeuille au 31 décembre 2017 et 31 décembre 2016 :

PERFORMANCE DU PORTEFEUILLE DES ACTIFS DÉDIÉS D'EDF

	31/12/2017	Performance de l'exercice 2017		31/12/2016	Performance de l'exercice 2016	
	Valeur boursière ou de réalisation	Portefeuille	Indice de référence ⁽¹⁾	Valeur boursière ou de réalisation	Portefeuille	Indice de référence ⁽¹⁾
<i>(en millions d'euros)</i>						
Sous-portefeuille actions	9 972	12,9 %	13,0 %	7 992	7,8 %	9,8 %
Sous-portefeuille taux	9 282	2,1 %	0,8 %	6 866	4,3 %	3,8 %
TOTAL PORTEFEUILLE FINANCIER	19 254	7,7 %	6,6 %	14 858	6,2 %	6,8 %
Sous-portefeuille trésorerie	104	- 0,1 %	- 0,4 %	900	0,2 %	- 0,3 %
TOTAL PORTEFEUILLE FINANCIER ET TRÉSORERIE	19 358	7,7 %	-	15 758	5,9 %	-
CSPE après couverture	3 349 ⁽²⁾	0,4 %	-	4 286 ⁽²⁾	4,2 % ⁽²⁾	-
EDF INVEST ⁽³⁾	5 408	8,9 %	-	5 633	40,1 % ⁽⁵⁾	-
<i>dont titres CTE affectés ⁽⁴⁾</i>	2 705	7,3 %	-	3 905	55,4 % ⁽⁵⁾	-
<i>dont autres actifs non cotés</i>	2 703	11,2 %	-	1 728	7,9 %	-
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS	28 115	6,6 %	-	25 677	11,1 % ^{(5) (6)}	-

(1) Indice de référence : MSCI World AC DN couvert en euro à 50 % hors devises pays émergents pour le sous-portefeuille actions, composite 60 % Citigroup EGBI et 40 % Citigroup EuroBIG corporate pour le sous-portefeuille taux, Eonia Capitalisé pour le sous-portefeuille trésorerie, et pour le portefeuille financier 49 % indice actions et 51 % indice taux.

(2) Dont 55 millions d'euros de réévaluation au 31/12/2017 (103 millions d'euros de réévaluation suite à la plus-value de 22 millions d'euros constatée sur les 872 millions d'euros de créance cédée). Avant réévaluation de la créance, sa performance 2016 était de 1,7 %.

(3) Performance sur les actifs détenus en début d'année.

(4) Au 31/12/2017, 50,1 % de la participation du Groupe dans la Coentreprise de Transport d'Électricité (CTE), holding détenant 100 % des titres RTE. Au 31/12/2016, 75,9 % de la participation du Groupe dans CTE.

(5) Hors réévaluation liée à l'opération CTE, la performance de RTE sur l'année 2016 était de 1,6 %, celle d'EDF Invest de 3,8 % et celle du total des actifs dédiés de 5,2 %. La performance en 2017 est liée à la valorisation définitive correspondant à la finalisation de la cession réalisée le 31 mars 2017.

(6) Y compris réévaluations de RTE et de la créance CSPE ; 4,8 % hors de ces deux réévaluations. La performance des actifs dédiés hors RTE était de 5,7 % au 11/12/2016.

L'année 2017 avait commencé dans un climat de grande incertitude politique en Europe. Mais exception faite de quelques tensions passagères sur les Obligations Assimilables du Trésor (OAT) juste avant les élections présidentielles françaises, les marchés n'ont, au final, eu à subir que peu de tensions. Il faut dire que les résultats des élections ont été globalement conformes aux espoirs des intervenants. Ce calme politique, après une année 2016 plus inattendue, couplé avec une croissance économique mondiale synchronisée, l'absence d'inflation et des politiques monétaires qui restent très généreuses, a été largement salué par les investisseurs. Ainsi, 2017 aura été une année boursière exceptionnelle. Le marché américain a clôturé sur un nouveau record 62 fois sur les 251 jours de Bourse de l'année, soit près d'un jour sur quatre. Le marché japonais est à un plus haut de 25 ans. En Europe, le Dax (certes aidé par le réinvestissement des dividendes) est aussi à un nouveau record. Pour l'instant l'horizon semble dégagé. Les hausses de taux de la Fed qui devraient se poursuivre en 2018, la réduction du rythme d'achat de titres par la BCE n'ont pas entamé, à ce jour, l'optimisme des marchés. Une preuve de cet optimisme réside dans le très faible niveau de volatilité observé : le VIX (indice de la volatilité sur le marché actions américain) s'est établi en moyenne à 11 % sur l'année, niveau jamais atteint à ce jour sur une aussi longue période. De même, la volatilité de l'indice de référence des actifs dédiés s'est inscrite à 3,4 %. Elle était de 7,6 % un an plus tôt.

Dans ce contexte, la politique d'investissement menée au sein du portefeuille financier a porté ses fruits avec une progression de + 7,7 %. Cette performance est à comparer à celle du benchmark composite qui affiche une progression de + 6,6 %. La surperformance ainsi réalisée provient en premier lieu d'un positionnement prudent en termes de sensibilité et d'exposition aux emprunts d'État cœur Euro dans un contexte de légère remontée des taux longs gouvernementaux. Le portefeuille crédit a également très fortement surperformé son indice de référence grâce à une exposition significative aux titres subordonnés bancaires. Enfin, la très légère surexposition actions conservée au cours de l'année a été favorable puisque la performance de l'indice MSCI World All Country Dividende Net Réinvesti couvert en euro à 50 % hors devises des pays émergents a été de + 13,0 % contre une hausse de seulement + 0,8 % pour la partie obligataire de l'indice de référence (60 % Citigroup EGBI et 40 % Citigroup EuroBIG corporate). Enfin la gestion dynamique des supports d'investissement du portefeuille actions a été particulièrement favorable puisqu'après une année médiocre en 2016, la réallocation vigoureuse, en début d'année, vers des gestions actions actives très performantes, tant sur la zone Europe que sur la zone Japon

s'est révélée judicieuse. Les surperformances des gérants ont, en effet, été au rendez-vous sur ces régions – plus de 3,5 % au Japon, plus de 1,5 % en Europe.

En 2017, les actifs dédiés ont enregistré une performance globale après impôt (impacts réserves et résultat) de + 1 035 millions d'euros, dont + 733 millions d'euros sur le portefeuille financier et la trésorerie (+ 1 319 millions d'euros avant impôt), + 35 millions d'euros pour la CSPE après couverture (+ 63 millions d'euros avant impôt) et + 267 millions d'euros pour EDF Invest (dont + 210 millions d'euros pour les titres CTE/RTE affectés).

Exposition des actifs dédiés aux risques

Au titre du portefeuille d'actifs dédiés, EDF est exposé au risque sur actions, ainsi qu'aux risques de taux et de change.

La valeur de marché du sous-portefeuille actions des actifs dédiés d'EDF à fin décembre 2017 s'élève à 9 972 millions d'euros. La volatilité du sous-portefeuille actions des actifs dédiés peut être estimée au travers de la volatilité de son indice de référence. Cette volatilité s'établissait à fin décembre 2017 à 6,0 % sur la base de 52 performances hebdomadaires, comparée à 15,2 % à fin 2016. En appliquant cette volatilité à la valeur des actifs actions à la même date, le Groupe estime la volatilité annuelle de la part actions des actifs dédiés à 598 millions d'euros. Cette volatilité affecterait les capitaux propres du Groupe.

À fin décembre 2017, la sensibilité du sous-portefeuille taux (9 282 millions d'euros) s'établissait à 5,08, ce qui signifie qu'une hausse uniforme des taux d'intérêt de 100 points de base se traduirait par une diminution de sa valeur de marché de 472 millions d'euros, qui serait constatée dans les capitaux propres du Groupe. La sensibilité était de 4,89 à fin décembre 2016. La sensibilité du sous-portefeuille taux est donc nettement inférieure à celle de l'indice de référence (6,5).

5.1.6.1.7 Gestion du risque de contrepartie/crédit

Le risque de contrepartie se définit comme l'ensemble des pertes que subirait le groupe EDF sur ses activités opérationnelles et sur les marchés si l'une de ses contreparties venait à faire défaut et n'exécutait pas ses obligations contractuelles.

Le Groupe s'est doté d'une politique de gestion du risque de contrepartie appliquée à EDF et à toutes les filiales contrôlées opérationnellement. Cette politique, décrit la gouvernance associée au suivi de ce risque et l'organisation de la gestion et du suivi du risque de contrepartie. La politique prévoit aussi la réalisation d'une

5. PERFORMANCES DU GROUPE EN 2017 ET PERSPECTIVES

Examen de la situation financière et du résultat

consolidation mensuelle des expositions du Groupe, avec une actualisation mensuelle pour des activités de marchés financiers et énergies et trimestrielle pour les autres activités. Le département Contrôle des Risques Financiers et Investissements (CRFI) réalise un suivi étroit des contreparties du Groupe (point quotidien sur les alertes et prise de mesures particulières avec certaines contreparties).

Le tableau ci-dessous détaille la répartition par classe de *rating* des expositions consolidées du groupe EDF au risque de contrepartie. À fin septembre 2017, les expositions du Groupe sont à 79 % sur des contreparties de classe *investment grade*, notamment en raison de la prépondérance d'expositions générées par l'activité trésorerie et gestion d'actifs, les placements étant effectués essentiellement sur des actifs peu risqués :

	Bonne qualité de crédit	Faible qualité de crédit	Sans notation interne	Total
au 31/03/2017	80 %	12 %	8 %	100 %
au 30/09/2017	79 %	12 %	9 %	100 %

La répartition des expositions au risque de contrepartie par nature d'activité est la suivante :

	Achats	Assurances	Distribution et vente	Trésorerie et gestion d'actifs	Achats de combustible et trading d'énergies	Total
au 31/03/2017	13 %	0 %	10 %	71 %	6 %	100 %
au 30/09/2017	14 %	1 %	8 %	71 %	6 %	100 %

Les expositions des activités de *trading* d'énergie sont concentrées sur EDF Trading. Chaque contrepartie de cette filiale se voit attribuer une limite en fonction de sa solidité financière. Différents moyens de réduction du risque de contrepartie sont mis en œuvre au sein d'EDF Trading, notamment des accords de *netting* des positions, des accords de *cash* collatéral et la mise en place de garanties bancaires ou d'affiliés.

En ce qui concerne les contreparties qui traitent avec la salle des marchés d'EDF, un cadre de travail élaboré par le département CRFI spécifie les procédures d'autorisation des contreparties ainsi que la méthodologie de calcul des limites attribuées. La consommation des limites peut être consultée en temps réel et fait l'objet d'une vérification quotidienne systématique. La pertinence des limites est réexaminée avec réactivité en cas d'alerte ou d'évolution défavorable affectant une contrepartie.

Dans un contexte politique et financier toujours incertain en zone euro, EDF a poursuivi une politique prudente de gestion des placements de sa trésorerie vis-à-vis des pays périphériques. Hors actifs dédiés, les achats de dette souveraine sont limités pour l'Italie et l'Espagne à des échéances maximales de trois ans. Seules les contreparties bancaires, souveraines et *corporate* de bonne qualité de crédit sont autorisées pour des montants et des maturités restreints.

5.1.6.2 Gestion et contrôle des risques marchés énergies

5.1.6.2.1 Gestion et contrôle des risques marchés énergies

En lien avec l'ouverture du marché des clients finals, le développement des marchés de gros et le développement à l'international, le groupe EDF est exposé aux fluctuations des prix de marché des énergies qui peuvent affecter significativement ses états financiers.

En conséquence, une politique de risques marchés énergies portant sur l'ensemble des commodités énergies est mise en œuvre par le groupe EDF et applicable à EDF et aux entités dont elle assure le contrôle opérationnel.

Cette politique vise à :

- définir le cadre général de *management* des risques marchés énergies dans lequel les différentes entités du Groupe exercent leurs activités de gestion de portefeuille d'actifs (production, optimisation, commercialisation d'énergies) et *trading* pour EDF Trading ;
- définir les responsabilités des gestionnaires d'actifs, du *trader* et des différents niveaux de contrôle des activités ;
- mettre en œuvre une politique de couverture coordonnée à l'échelle du Groupe, cohérente avec les engagements financiers du Groupe ;

- consolider l'exposition des différentes entités dont EDF assure le contrôle opérationnel sur les différents marchés structurés liés à l'énergie.

Pour les entités dont EDF n'assure pas le contrôle opérationnel, leur cadre de gestion des risques est revu dans leurs instances de gouvernance.

5.1.6.2.2 Organisation du contrôle et principe général de couverture

Le dispositif de contrôle des risques marchés énergies s'appuie, pour les entités dont le Groupe assure le contrôle opérationnel, sur :

- un système de gouvernance et de mesure de l'exposition aux différents risques marchés, séparant clairement les responsabilités de gestion et de contrôle des risques ;
- une délégation explicite donnée à chaque entité, définissant notamment des stratégies de couverture et les limites de risques associées. Cet exercice permet au Comité exécutif de caractériser et suivre annuellement le profil de risque consolidé sur ce périmètre en cohérence avec les objectifs financiers et de piloter ainsi la gestion opérationnelle des risques marchés énergies sur les horizons de marchés (typiquement trois ans).

Le principe général de couverture repose sur :

- un *netting* des positions amont/aval ; chaque fois que possible couverture des ventes aux clients finals par cession interne ;
- une fermeture graduelle des positions nettes avant l'année budgétaire, sur la base d'une trajectoire de couverture définie ⁽¹⁾ permettant de capturer un prix moyen, avec une surpondération possible de l'année N-1 compte-tenu des contraintes de liquidité sur les marchés à terme.

En ce qui concerne l'électricité France, EDF est exposé à une très forte incertitude sur son exposition nette du fait de l'optionnalité du mécanisme ARENH. Les volumes souscrits n'étant connus que très peu de temps avant la période de livraison, EDF est amené à prendre en compte des hypothèses de souscription incluant des marges de prudence. EDF reste ainsi soumis aux risques de non-réalisation de ses hypothèses, pouvant l'amener à devoir vendre dans l'année budgétaire des volumes réservés et finalement non souscrits ou, à l'inverse, à devoir racheter des volumes vendus en amont du guichet ARENH sur la base d'une hypothèse de non-souscription.

Compte tenu de ses interactions fortes avec les décisions prises au sein des métiers de production, de commercialisation et de *trading*, le dispositif de contrôle des risques marchés énergies repose sur un système de mesure et d'indicateurs de risques, comprenant notamment des procédures d'alerte en cas de dépassement de limites de risques et impliquant la Direction du Groupe.

L'exposition consolidée des risques marchés énergies des entités dont EDF assure le contrôle opérationnel est présentée trimestriellement au Comité exécutif. Les processus de contrôle sont régulièrement évalués et audités.

(1) Les cadres de gestion, approuvés chaque année par le Groupe pour chaque entité exposée aux risques marchés énergies, peuvent inclure des schémas d'accélération ou de décélération autorisant à déroger à ces trajectoires définies en cas de franchissement de seuils de prix prédéfinis. Du fait de leur caractère dérogatoire au principe général de couverture graduelle, la mise en place de tels schémas est strictement encadrée.

5.1.6.2.3 Principes de gestion opérationnelle et de contrôle des risques marchés énergies

Les principes de gestion opérationnelle et de contrôle des risques marchés énergies, pour les entités dont le Groupe assure le contrôle opérationnel, s'appuient sur une séparation stricte des responsabilités pour la gestion des risques marchés énergies, distinguant ce qui relève, d'une part, des gestionnaires d'actifs (production et commercialisation) et, d'autre part, du *trading*.

Les gestionnaires d'actifs de production et de commercialisation ont la responsabilité de mettre en œuvre une stratégie de gestion des risques qui minimise l'impact des risques marchés énergies sur la variabilité de leurs états financiers. Les qualifications comptables de ces couvertures sont présentées en note 41 « Instruments dérivés et comptabilité de couverture » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017. Ils restent néanmoins exposés à un risque non couvrable sur les marchés compte tenu de différents facteurs tels que l'insuffisance de liquidité ou de profondeur des marchés et l'incertitude sur les volumes.

Dans le Groupe, pour les entités contrôlées opérationnellement, les positions sur les marchés énergies sont prises de manière prépondérante par EDF Trading, qui est l'entité de *trading* du Groupe et qui intervient sur les marchés soit pour le compte d'autres entités du Groupe soit pour son activité de *trading* pour compte propre adossée aux actifs industriels du Groupe. En conséquence, EDF Trading est soumis à un cadre de gouvernance et de contrôle strict, notamment la réglementation européenne relative aux sociétés de *trading*.

EDF Trading intervient sur les marchés organisés ou de gré à gré, sur des instruments dérivés tels que les *futures*, *forwards*, *swaps* et options (quelle que soit la qualification comptable au niveau du Groupe). Les expositions d'EDF Trading sur les marchés énergies sont strictement encadrées par un suivi quotidien des limites, supervisées par le *management* de la filiale et par la Direction chargée du contrôle des risques marchés énergies au niveau du Groupe. De plus, des procédures d'alerte automatique des membres du Conseil d'administration d'EDF Trading ont été mises en place en cas de dépassement de limites de risques (limite de valeur en risque) et de pertes (limite *stop-loss*). La valeur en risque (*Value at Risk* ou VaR) désigne une mesure statistique de la perte potentielle maximale de valeur de marché que peut subir un portefeuille en cas d'évolution défavorable des marchés sur une période et avec un intervalle de confiance donnés⁽¹⁾. Les limites spécifiques de capital en risque complètent la VaR pour les domaines (opérations sur marchés illiquides et pour contrats long terme ou structurés) pour lesquels cet indicateur statistique est difficile à mettre en œuvre. La limite *stop-loss* précise l'appétence au risque de l'activité de *trading* en fixant les pertes par rapport au maximum de la marge *trading* atteint sur trois mois glissants. En cas de dépassement de ces limites, le Conseil d'administration d'EDF Trading prend les mesures justifiées, qui peuvent inclure notamment la clôture de certaines positions.

En 2017, la limite de VaR a été revue à la baisse de 50 à 35 millions d'euros suite à une diminution de la volatilité sur les marchés énergies à la sortie de l'hiver 2016-2017, et la limite de capital en risque pour contrats long terme a été réduite de 300 à 250 millions d'euros. Les limites de capital en risque pour opérations sur marchés illiquides ainsi que la limite *stop-loss* sont restées inchangées respectivement à 250 et 180 millions d'euros.

Ces limites n'ont pas été dépassées et EDF Trading a géré ses risques à tout moment dans les limites du mandat confié par EDF. Depuis leur instauration, les *stop-loss* n'ont par ailleurs jamais été activés.

Pour une analyse des couvertures de juste valeur liées aux matières premières du Groupe, voir note 41.4.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017. Pour le détail des contrats dérivés de matières premières non qualifiés de couvertures conclus par le Groupe, voir note 42.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017.

5.1.6.3 Gestion des risques assurables

Le groupe EDF s'est doté de programmes d'assurances dont bénéficient EDF SA et ses filiales contrôlées au fur et à mesure de leur intégration. Les programmes mis en place comportent des garanties, exclusions, franchises et plafonds de couvertures adaptés à chaque métier et aux spécificités de ces filiales.

Les principaux programmes d'assurances couvrent :

- **les dommages aux biens conventionnels Groupe** : EDF est membre de la mutuelle internationale d'énergéticiens OIL⁽²⁾. Les garanties offertes par cette mutuelle sont complétées par la captive d'assurance d'EDF, Wagram Insurance Company DAC⁽³⁾, ainsi que par des assureurs et des réassureurs ;
- **les dommages aux installations nucléaires du groupe EDF** : en complément des couvertures découlant de la participation d'EDF à la mutuelle OIL, les dommages matériels (y compris suite à un accident nucléaire) affectant les installations nucléaires d'EDF en France et les installations nucléaires d'EDF Energy au Royaume-Uni, ainsi que les frais de décontamination nucléaire, sont couverts par un programme d'assurance Groupe faisant appel notamment, au *pool* atomique français (Assuratome), au *pool* atomique britannique *Nuclear Risk Insurers* (NRI), à la mutuelle nucléaire *European Mutual Association for Nuclear Insurance* (EMANI) et à l'assureur Northcourt.
- **les dommages aux marchandises transportées** : ce programme couvre les dommages aux biens en cours de transport. Il couvre l'ensemble des entités et filiales du Groupe ;
- **la responsabilité civile de l'exploitant nucléaire** :

En France, les polices d'assurance souscrites par EDF sont conformes aux lois n° 68-943 du 30 octobre 1968, n° 90-488 du 16 juin 1990 et n° 2006-686 du 13 juin 2006 (loi « TSN »), désormais codifiées dans le Code de l'environnement et qui ont traduit les obligations, en termes de responsabilité civile des exploitants nucléaires, résultant de la convention de Paris (pour plus d'informations sur la réglementation en matière de responsabilité civile d'exploitant nucléaire, voir la section 1.5.6.2.2 « Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base »).

Par la suite, la loi sur la transition énergétique pour la croissance verte (LTE), promulguée le 17 août 2015, a modifié les dispositions des articles L. 597-28 et L. 597-32 du Code de l'environnement et en particulier les limites de la responsabilité civile des exploitants nucléaires qui sont respectivement passées, depuis le 18 février 2016, à 700 millions d'euros pour les installations nucléaires, 70 millions d'euros pour les installations à risques réduits et 80 millions d'euros pour les risques en cours de transport.

Afin de se mettre en conformité avec les nouveaux seuils légaux, EDF a publié un avis de marché le 10 août 2015 sous l'intitulé « Programme d'assurance responsabilité civile nucléaire (RCN) d'EDF SA » pour l'obtention et la mise en place des garanties d'assurance visant à couvrir sa responsabilité civile nucléaire et la gestion de sinistres associée.

La couverture assurantielle obtenue à l'issue de cet appel d'offres permet au Groupe de répondre aux nouvelles obligations. Elle est ainsi répartie entre le marché de l'assurance nucléaire (AXA, réassurée par Assuratome, *pool* nucléaire français), les captives du Groupe et la mutuelle ELINI.

Cette couverture a pris effet au 18 février 2016 pour une période de trois ans. Compte tenu de l'évolution probable des obligations pesant sur l'exploitant en cours de période (notamment l'entrée en vigueur des protocoles modificatifs des conventions de Paris et de Bruxelles/voir section 1.5.6.2.2), des clauses permettant une sortie du contrat y ont été intégrées.

(1) EDF Trading évalue la VaR par une méthode dite « de Monte Carlo » qui s'appuie sur les volatilités et les corrélations historiques estimées à partir des prix de marché observés sur les 40 derniers jours ouvrés. La limite de VaR s'applique au portefeuille global d'EDF Trading.

(2) Oil Insurance Limited.

(3) Société irlandaise d'assurance détenue à 100 % par EDF SA.

(4) Nuclear Electric Insurance Limited.

5. PERFORMANCES DU GROUPE EN 2017 ET PERSPECTIVES

Examen de la situation financière et du résultat

La gestion de sinistres a été confiée à la mutuelle ELINI, pour son système informatique de traitement des réclamations, et à la société EQUAD, qui dispose des moyens humains et du réseau nécessaires.

Au **Royaume-Uni**, où EDF Energy exploite des centrales nucléaires, le régime de la responsabilité civile nucléaire de l'exploitant est comparable au régime français. Le Parlement a approuvé le 4 mai 2016 le « *Nuclear Installations Order* » (ordonnance de transposition des protocoles modificatifs susvisés de février 2004), qui apporte sensiblement les mêmes modifications que la loi TSN française en 2006 mais qui, pour l'essentiel, n'entrera en vigueur qu'avec les protocoles.

Ce texte prévoit que les obligations des opérateurs britanniques seront portées de 140 millions de livres sterling (limite actuelle) à l'équivalent de 700 millions d'euros et qu'elles augmenteront progressivement sur une période de cinq années, jusqu'à un plafond de 1,2 milliard d'euros.

Actuellement, EDF Energy est assurée par ELINI et Wagram Insurance Company DAC. La Société captive de réassurance Océane Re participe à ce risque en vertu du contrat de réassurance qu'elle émet au profit de Wagram Insurance Company DAC.

L'entrée en vigueur de la LTE en France au 18 février 2016 a induit une hausse de 40 % du montant des primes d'assurances du Groupe. L'entrée en vigueur prochaine des protocoles modificatifs des conventions de Paris et de Bruxelles induiront également une forte augmentation des primes d'assurances du Groupe ;

- **la responsabilité civile générale** : ce programme couvre les conséquences pécuniaires subies par des tiers du fait des risques (hors nucléaire) inhérents aux métiers du groupe EDF ;
- **la responsabilité civile des mandataires sociaux** : le programme d'assurances souscrit par EDF couvre les frais de défense et autres conséquences pécuniaires des réclamations de tiers à l'encontre des dirigeants et mandataires

sociaux du Groupe dont la responsabilité serait recherchée dans le cadre de leurs fonctions ;

- **les risques construction** : EDF met en place des polices visant à couvrir les risques spécifiques à l'occasion des chantiers (polices tous risques chantier et tous risques montage essai). Ces polices ne font pas partie d'un programme de Groupe mais sont souscrites au cas par cas pour les chantiers importants, tel que l'EPR de Flamanville et Hinkley Point C, la construction ou la rénovation d'unités de production ou de distribution. Le Groupe a mis en place des contrats cadres pour des chantiers concernant des installations similaires (postes sources, centrales hydroélectriques) ;
- **exploration et production** : Edison a mis en place un programme spécifique « Exploration & production » ouvert à l'ensemble des filiales du Groupe. Ce programme couvre les actifs *onshore* et *offshore* en dommages et en responsabilité civile ; il s'articule autour de la garantie apportée par la Mutuelle OIL complétée par des couvertures souscrites sur le marché ;
- **le réseau aérien de distribution d'Enedis** : dans le cadre du renouvellement de la couverture d'assurance tempêtes, Enedis a signé avec Swiss Re, le 27 juin 2016, un contrat d'assurance paramétrique du réseau aérien de distribution contre les conséquences de tempêtes de forte intensité. D'une durée de cinq ans et d'une capacité totale de couverture de 275 millions d'euros, ce contrat innovant de couverture d'assurance déclenche, en cas de sinistre, une indemnisation paramétrique fonction d'un indice composite lié aux vitesses de vent relevées par les stations de Météo France, pondérées par la vulnérabilité du réseau de distribution dans chaque région du périmètre de concession d'Enedis.

Le montant total des primes des assurances d'EDF et des programmes Groupe gérés par EDF Assurances, tous types de couvertures confondus, s'élève à 199 millions d'euros en 2017.

5.1.7 INFORMATIONS SUR LES DÉLAIS DE PAIEMENT DES FOURNISSEURS ET DES CLIENTS (ARTICLE L. 441-6-1 DU CODE DE COMMERCE)

Dans le cadre de la loi LME modifiée par la loi n°2015-990 pour la croissance, l'activité et l'égalité des chances économiques, EDF SA communique les montants TTC des dettes et créances échues à la fin de l'exercice. Ces montants sont ventilés

par tranche de retard de paiement et rapportés respectivement au montant TTC des achats et du chiffre d'affaires de l'exercice.

	Article D. 441 I.-1° : factures reçues non réglées à la date de clôture de l'exercice dont le terme est échu					Total (1 jour et plus)	Article D. 441 I.-2° : factures émises non réglées à la date de clôture de l'exercice dont le terme est échu					Total (1 jour et plus)
	0 jour	1 à 30 jours	31 à 60 jours	61 à 90 jours	91 jours et plus		0 jour	1 à 30 jours	31 à 60 jours	61 à 90 jours	91 jours et plus	
(A) TRANCHES DE RETARD DE PAIEMENT												
Nombre de factures concernées	78 075				-	4 154	4 583	549				8 501 791
Montant total des factures concernées (TTC) (en millions d'euros)	2 316	4	2	2	-	8	1 454	165	98	65	742	1 070
% du montant total des achats de l'exercice	4,7	-	-	-	-	-						
% du chiffre d'affaires de l'exercice (TTC)							2,6	0,3	0,2	0,1	1,3	1,9
(B) FACTURES EXCLUES DU (A) RELATIVES À DES DETTES ET CRÉANCES LITIGIEUSES OU NON COMPTABILISÉES												
Nombre des factures exclues						0						0
Montant total des factures exclues						0						0
(C) DÉLAIS DE PAIEMENT DE RÉFÉRENCE UTILISÉS (CONTRACTUEL OU DÉLAI LÉGAL – ARTICLE L. 441-6 OU ARTICLE L. 43-1 DU CODE DU COMMERCE)												
Délais de paiement utilisés pour le calcul des retards de paiement	délais contractuels et légaux											délais légaux

5.1.8 INFORMATIONS SUR LES SUCCURSALES EXISTANTES L. 232-1 DU CODE DE COMMERCE

Au 31 décembre 2017, le Groupe a recensé 174 établissements secondaires, lesquels sont enregistrés auprès des RCS listés dans le K-bis de la Société, et est présent sur le territoire français au travers de plusieurs milliers de bureaux distincts, ces derniers ne remplissant pas le critère d'autonomie de gestion nécessaire à la qualification de succursale.

La liste des succursales⁽¹⁾ d'EDF SA en dehors de France métropolitaine sont les suivantes :

- Saint-Barthélemy ;
- Saint-Pierre-et-Miquelon ;
- Saint Martin ;
- Émirats Arabes Unis : Abu Dhabi ;
- Qatar ;
- Bahreïn ;
- Bénin ;
- Chine :
 - Taishan,
 - Daya Bay (*OS Contract*) ;
- Afrique du Sud.

(1) Sur le plan fiscal, la liste représente les établissements stables à l'étranger.

5. PERFORMANCES DU GROUPE EN 2017 ET PERSPECTIVES

Événements postérieurs à la clôture

5.2 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

- Confirmation de la décision de la Commission européenne concernant le traitement fiscal des provisions créées entre 1987 et 1996 pour le renouvellement des ouvrages du Réseau d’Alimentation Générale (cf. CP du 16 janvier 2018 et note 50.1 de l’annexe aux comptes consolidés de l’exercice clos le 31 décembre 2017).
- Le groupe EDF a annoncé le 22 février 2018 avoir détecté un écart dans la qualité de réalisation des soudures du circuit qui évacue la vapeur des générateurs de vapeur vers la turbine de l’EPR de Flamanville 3. Le Groupe avait déclaré à ce titre le 30 novembre 2017 un événement significatif auprès de l’Autorité de Sûreté Nucléaire (voir section 1.4.1.2.2 Etat d’avancement du projet EPR de Flamanville).
- Le 10 mars 2018, EDF et NPCIL (Nuclear Power Corporation of India Limited), énergéticien public indien, ont signé un accord industriel en vue de la réalisation de six réacteurs de type EPR sur le site de Jaitapur en Inde. D’une puissance totale avoisinant 10 GW, Jaitapur sera le plus grand projet nucléaire du monde.

L’accord définit le schéma industriel du projet, les rôles et les responsabilités des partenaires ainsi que le calendrier prévisionnel pour les prochaines étapes.

Aux termes de l’accord, EDF interviendra en tant que fournisseur de la technologie EPR. Pour les deux premiers réacteurs, EDF assurera l’ensemble des études d’ingénierie ainsi que des achats de composants. Pour les quatre autres unités, une partie de la responsabilité des achats et des études pourra être

confiée à des entreprises locales. Le Groupe apportera également à NPCIL son expérience dans la construction de réacteurs EPR. NPCIL, en tant que propriétaire et futur exploitant de la centrale nucléaire de Jaitapur, sera responsable de l’obtention de l’ensemble des autorisations et certifications requises en Inde, de la construction de l’ensemble des six réacteurs et des infrastructures de site. Durant la phase de construction, NPCIL bénéficiera d’une assistance d’EDF et de ses partenaires industriels.

Ce schéma industriel, déjà éprouvé en Inde, s’appuie sur la complémentarité des compétences et des expériences des partenaires. Il permettra de faciliter le partage du savoir-faire et des connaissances nécessaires à l’exploitation de la centrale. Il favorisera aussi l’implication industrielle des entreprises indiennes dans le projet, en ouvrant les possibilités de partenariats avec la filière nucléaire française. Ainsi, le projet sera développé en cohérence avec les politiques indiennes “Make in India” et “Skill India”, avec une participation croissante des entreprises locales, jusqu’à potentiellement 60% pour les deux derniers des six réacteurs.

L’accord-cadre prévoit la remise d’une offre préliminaire par EDF dans les semaines suivant la signature, avec pour objectif d’aboutir à une offre engageante d’EDF vers la fin de 2018.

5.3 ÉVOLUTION DES PRIX DE MARCHÉ EN JANVIER ET FÉVRIER 2018

Le prix du baril de Brent a clôturé le mois de février 2018 à 65,8 \$/bbl. Il s’est établi en moyenne sur les mois de janvier et février 2018 à 67,5 \$/bbl, soit une hausse de 11,7 \$/bbl par rapport aux prix moyens de janvier-février 2017. Ce rebond s’explique principalement par les déclarations en 2017 en faveur de l’élargissement et du prolongement jusqu’à fin 2018 de l’accord de Vienne. A cela s’ajoutent des mesures comme la limitation de la production du Nigéria (auparavant non concerné par l’accord) à 1,8 millions de barils par jour, des tensions politiques observées en Arabie Saoudite, des opérations militaires qui limitent les exportations du Kurdistan irakien, et, en 2018, des tensions entre l’Iran et les Etats-Unis. Des incertitudes quant à la demande mondiale ont fait baisser dans une moindre mesure le cours du Brent en février 2018.

En janvier et février 2018, les prix spot du gaz sur le marché français PEG Nord se sont établis en moyenne à 19,7 €/MWh, en baisse de 0,9 €/MWh par rapport aux prix moyens de janvier et février 2017. En janvier et février 2017, les températures avaient été en moyenne 0,6 °C sous les normales, une vague de froid ayant frappé la France et l’Europe à la mi-janvier, avec des températures jusqu’à 6,7 °C en-dessous des normales. En 2018, les températures ont été particulièrement douces en janvier, et une vague de froid a frappé brièvement la France et l’Europe fin février, avec des températures allant jusqu’à -10,9 °C sous les normales. En janvier et février 2018, les températures moyennes ont été de 0,1 °C sous les normales, soient 0,5 °C supérieures à la période janvier-février 2017. Les vagues de froid ont tiré à la hausse respectivement les prix du gaz spot en janvier 2017 et février 2018, du fait d’une consommation en hausse. Les prix spot ont même atteint leur plus haut niveau depuis octobre 2013 le 28 février 2018 à 37,0 €/MWh, du fait des conditions climatiques impactant toute l’Europe, d’un arrêt fortuit sur le site de Kollsnes, et d’un niveau de stockage faible.

Le prix du certificat d’émission de CO2 pour livraison en décembre 2018 a clôturé le mois de février 2018 à 10,1 €/t, alors qu’il était à 5,2 €/t fin février 2017 pour contrat livraison de décembre 2017. Les prix ont évolué à la hausse en 2017, appuyés par l’annonce d’une coopération franco-allemande sur une réforme du marché des certificats d’émission visant à rééquilibrer le marché, et par la mise en place d’un accord protégeant le marché d’un retrait brutal du Royaume-Uni du système EU-ETS en cas de Brexit. Par ailleurs, après deux ans de discussions, le conseil de l’UE et le Parlement européen se sont accordés le 9 novembre 2017 sur la réforme EU-ETS pour la période 2021-2030. Le projet de réforme a été approuvé par le Parlement européen le 6 février 2018 et le 27 février, ce qui a contribué à tirer les prix à la hausse.

Le prix du charbon pour livraison en Europe en 2019 a terminé le mois de février 2018 à 79,3 \$/t, en hausse de 12,6 \$/t par rapport au contrat 2018 ayant clôturé fin février 2017. En moyenne, en janvier et février 2018, les prix du charbon pour livraison N+1 ont été supérieurs de 16,9 \$/t par rapport aux mois de janvier et février l’année dernière pour s’établir à 83,2 \$/t. Les prix ont été poussés à la hausse courant 2017 par des baisses de l’offre, notamment lors du passage du cyclone Debbie en Australie affectant les mines et les infrastructures, ainsi qu’à la suite de grèves, principalement en Australie. Par ailleurs, l’augmentation de la demande, notamment en Chine, lors des fortes températures estivales ainsi qu’en fin d’année pour reconstituer les stocks, a fortement tiré les prix à la hausse au deuxième semestre 2017. Cette hausse a été atténuée en février 2018 par la baisse des coûts d’extraction et de transports liés à la légère baisse des prix du pétrole.

Les prix spot du jour pour le lendemain de l’électricité en France en janvier et février 2018 se sont établis en moyenne à 41,5 €/MWh en base et 49,7 €/MWh en pointe. Ceux de janvier et février 2017 s’étaient établis à des niveaux bien supérieurs, à 65,3 €/MWh en base et 78,9 €/MWh en pointe. En 2017, les prix avaient été tirés par une très forte consommation engendrée par la vague de froid de janvier. La consommation maximale horaire avait dépassé 93 GW le vendredi 20 janvier 2017, tandis que le prix spot avait atteint un maximum journalier à 121,1 €/MWh le mercredi 25 janvier 2017. Cette période était par ailleurs marquée par une disponibilité nucléaire dégradée, en raison des arrêts pour vérifications sur les tranches concernées par les dossiers du Creusot. En janvier 2018, l’équilibre offre-demande a été très détendu, marqué par une consommation en baisse du fait de températures largement supérieures aux normales d’une part, et par une forte production renouvelable et nucléaire d’autre part. En février 2018, la consommation a été marquée par une courte vague de froid. La consommation a dépassé 94 GW sur plusieurs tranches horaires le 28 février 2018, et le prix journalier le plus élevé a été observé à 83,8 €/MWh le 27 février 2018. Les prix spot allemands se sont établis en moyenne à 34,5 €/MWh en base et 42,7 €/MWh en pointe en janvier et février 2018. Ceux de 2017 s’étaient établis en moyenne à 46,4 €/MWh en base et à 61,9 €/MWh en pointe, portés par la vague de froid de janvier qui avait aussi touché l’Allemagne.

Fin février 2018, les prix des contrats annuels français pour livraison en base et en pointe en 2019 s’établissaient respectivement à 39,3 €/MWh et à 50,8 €/MWh. Les prix à terme français de l’électricité pour livraison en base et en pointe en 2018 ont respectivement clôturé le mois de février 2017 à 35,9 €/MWh et 47,3 €/MWh. La hausse des prix s’explique essentiellement par celle des cours des combustibles.

5.4 PERSPECTIVES

Objectifs 2018 confirmés

Le Groupe poursuit le déploiement de son plan stratégique et confirme ses objectifs pour 2018 ⁽¹⁾ :

- Charges opérationnelles ⁽²⁾ : réduction de 800 millions d'euros par rapport à 2015 ;
- EBE ⁽³⁾ : compris entre 14,6 et 15,3 milliards d'euros ;
- Cash flow ⁽³⁾ ⁽⁴⁾ hors Linky, nouveaux développements et plan de cession d'actifs 2015-2020 : légèrement positif ou proche de l'équilibre ;
- Investissements nets hors Linky, nouveaux développements et plan de cession d'actifs 2015-2020 : environ 11 milliards d'euros ;
- Investissement nets totaux hors acquisitions et plan de cession d'actifs 2015-2020 : inférieur ou égal à 15 milliards d'euros ;
- Plan de cession d'actifs : environ 10 milliards d'euros sur 2015-2018 ⁽⁵⁾
- Endettement financier net/EBE ⁽³⁾ : inférieur ou égal à 2,7x ;
- Taux de distribution cible du résultat net courant ⁽⁶⁾ : 50 %.

Objectifs au-delà de 2018

En 2019, dans un contexte marqué par un recul attendu de la production nucléaire en France par rapport à 2018, les mesures de réduction des charges opérationnelles ⁽²⁾ seront amplifiées, l'objectif étant revu à la hausse à 1,1 milliard d'euros par rapport à 2015.

Le taux de distribution cible 2019 du résultat net courant ⁽⁶⁾ est confirmé à 45 %-50 %.

(1) Cf. communiqué de presse du 13 novembre 2017.

(2) Somme des charges de personnel et des autres consommations externes. À périmètre et taux de change comparables. À taux d'actualisation retraites constants. Hors variation des charges opérationnelles des activités de services.

(3) À taux de change comparable et climat « normal », sur la base d'une hypothèse de production nucléaire France > 395 TWh. À taux d'actualisation retraites constants.

(4) Hors éventuel acompte sur dividende au titre de l'année fiscale 2018.

(5) Cessions signées ou réalisées.

(6) Ajusté de la rémunération des emprunts hybrides comptabilisée en fonds propres.

5. PERFORMANCES DU GROUPE EN 2017 ET PERSPECTIVES

6. ÉTATS FINANCIERS

6.1 COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2017	296	6.4 RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES ANNUELS	465
Compte de résultat consolidé	296		
État du résultat global consolidé	297	6.5 TABLEAU DES RÉSULTATS DES CINQ DERNIERS EXERCICES	468
Bilan consolidé	298		
Tableau de flux de trésorerie consolidé	299	6.6 POLITIQUE DE DISTRIBUTION DE DIVIDENDES	469
Variation des capitaux propres consolidés	300	6.6.1 Dividendes et acomptes sur dividendes versés au cours des trois derniers exercices	469
		6.6.2 Politique de distribution, dividende majoré	469
		6.6.3 Délai de prescription	469
ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS	304	6.7 CHANGEMENT SIGNIFICATIF DE LA SITUATION FINANCIÈRE OU COMMERCIALE	470
6.2 RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES CONSOLIDÉS	409		
6.3 COMPTES SOCIAUX	413	6.8 INFORMATIONS RELATIVES À L'ALLOCATION DES FONDS LEVÉS DANS LE CADRE DES OBLIGATIONS VERTES (GREEN BONDS) ÉMISES PAR EDF	470
Compte de résultat	413	Utilisation des fonds levés	470
Bilan	414	Évaluation et sélection des projets éligibles financés	470
Tableau de flux de trésorerie	416	Gestion des fonds levés	470
ANNEXE AUX COMPTES SOCIAUX	417	Reporting	470

6.1 COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2017

En application de l'article 28 du règlement (CE) n° 809/2004 de la Commission européenne, les informations suivantes sont incluses par référence dans le présent document de référence :

■ les comptes consolidés du groupe EDF relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2016 (établis selon les normes comptables internationales) et le rapport des contrôleurs légaux y afférents, figurant respectivement au chapitre 6, section 6.1 (pages 320 à 436) et 6.2 (pages 437 et 438) du document de référence 2016 du groupe EDF ;

■ les comptes consolidés du groupe EDF relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2015 (établis selon les normes comptables internationales) et le rapport des contrôleurs légaux y afférents, figurant respectivement au chapitre 6, section 6.1 (pages 306 à 412) et 6.2 (pages 413 et 414) du document de référence 2015 du groupe EDF.

Les comptes consolidés du Groupe pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 établis conformément aux normes IAS-IFRS, figurent ci-après. Ils seront soumis à l'approbation de l'Assemblée générale le 15 mai 2018.

COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	2017	2016
Chiffre d'affaires	7	69 632	71 203
Achats de combustible et d'énergie	8	(37 641)	(36 050)
Autres consommations externes	9	(8 739)	(8 902)
Charges de personnel	10	(12 456)	(12 543)
Impôts et taxes	11	(3 541)	(3 656)
Autres produits et charges opérationnels	12	6 487	6 362
Excédent brut d'exploitation		13 742	16 414
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de <i>trading</i>		(355)	(262)
Dotations aux amortissements	22.2	(8 537)	(7 966)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession		(58)	(41)
(Pertes de valeur)/reprises	13	(518)	(639)
Autres produits et charges d'exploitation	14	1 363	8
Résultat d'exploitation		5 637	7 514
Coût de l'endettement financier brut	15.1	(1 778)	(1 827)
Effet de l'actualisation	15.2	(2 959)	(3 417)
Autres produits et charges financiers	15.3	2 501	1 911
Résultat financier	15	(2 236)	(3 333)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées		3 401	4 181
Impôts sur les résultats	16	(147)	(1 388)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	23	35	218
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ		3 289	3 011
Dont résultat net – part du Groupe		3 173	2 851
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		116	160
Résultat net part du Groupe par action en euros :	17		
Résultat par action		0,98	1,15
Résultat dilué par action		0,98	1,15

ÉTAT DU RÉSULTAT GLOBAL CONSOLIDÉ

	2017			2016		
	Part du Groupe	Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total	Part du Groupe	Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total
<i>(en millions d'euros)</i>						
Résultat net consolidé	3 173	116	3 289	2 851	160	3 011
Juste valeur des actifs disponibles à la vente – variation brute ⁽¹⁾	107	-	107	318	-	318
Juste valeur des actifs disponibles à la vente – effets d'impôt	(61)	-	(61)	(116)	-	(116)
Juste valeur des actifs disponibles à la vente – quote-part des entreprises associées et des coentreprises	77	-	77	21	-	21
Variation de juste valeur des actifs disponibles à la vente	123		123	223		223
Juste valeur des instruments de couverture – variation brute ⁽¹⁾	1 513	4	1 517	290	26	316
Juste valeur des instruments de couverture – effets d'impôt	(361)	(2)	(363)	268	(8)	260
Juste valeur des instruments de couverture – quote-part des entreprises associées et des coentreprises	6	-	6	(15)	-	(15)
Variation de juste valeur des instruments financiers de couverture	1 158	2	1 160	543	18	561
Écarts de conversion des entités contrôlées	(970)	(169)	(1 139)	(2 755)	(380)	(3 135)
Écarts de conversion des entreprises associées et des coentreprises	(531)	-	(531)	43	-	43
Écarts de conversion	(1 501)	(169)	(1 670)	(2 712)	(380)	(3 092)
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres recyclables en résultat	(220)	(167)	(387)	(1 946)	(362)	(2 308)
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – variation brute ⁽²⁾	1 061	60	1 121	468	93	561
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – effets d'impôt	(337)	(12)	(349)	(175)	(16)	(191)
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – quote-part des entreprises associées et des coentreprises	16	-	16	(352)	-	(352)
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi	740	48	788	(59)	77	18
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres non recyclables en résultat	740	48	788	(59)	77	18
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	520	(119)	401	(2 005)	(285)	(2 290)
RÉSULTAT GLOBAL CONSOLIDÉ	3 693	(3)	3 690	846	(125)	721

(1) Les variations brutes de juste valeur transférées en résultat relatives aux actifs financiers disponibles à la vente et aux instruments financiers de couverture sont présentées respectivement en notes 36.2.2 et 41.4.

(2) Les variations brutes des écarts actuariels sont présentées en note 31.1.2.

BILAN CONSOLIDÉ

ACTIF

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2017	31/12/2016
Goodwill	18	10 036	8 923
Autres actifs incorporels	19	8 896	7 450
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	20	54 739	53 064
Immobilisations en concessions des autres activités	21	7 607	7 616
Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	22	75 622	70 573
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	23	7 249	8 645
Actifs financiers non courants	36	36 787	35 129
Autres débiteurs non courants	26	2 168	2 268
Impôts différés actifs	16.3	1 220	1 641
Actif non courant		204 324	195 309
Stocks	24	14 138	14 101
Clients et comptes rattachés	25	23 411	23 296
Actifs financiers courants	36	24 953	29 986
Actifs d'impôts courants		673	183
Autres débiteurs courants	26	9 561	10 652
Trésorerie et équivalents de trésorerie	37	3 692	2 893
Actif courant		76 428	81 111
Actifs détenus en vue de leur vente	46	-	5 220
TOTAL DE L'ACTIF		280 752	281 640

CAPITAUX PROPRES ET PASSIF

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2017	31/12/2016
Capital	27	1 464	1 055
Réserves et résultats consolidés		39 893	33 383
Capitaux propres – part du Groupe		41 357	34 438
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	27.5	7 341	6 924
Total des capitaux propres	27	48 698	41 362
Provisions liées à la production nucléaire – Aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs		46 410	44 843
Autres provisions pour déconstruction		1 977	1 506
Provisions pour avantages du personnel	31	20 630	21 234
Autres provisions	28	2 356	2 155
Provisions non courantes	28	71 373	69 738
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	33	46 323	45 692
Passifs financiers non courants	38	51 365	54 276
Autres créditeurs non courants	35	4 864	4 810
Impôts différés passifs	16.3	2 362	2 272
Passif non courant		176 287	176 788
Provisions courantes	28	5 484	5 228
Fournisseurs et comptes rattachés	34	13 994	13 031
Passifs financiers courants	38	11 142	18 289
Dettes d'impôts courants		187	419
Autres créditeurs courants	35	24 960	24 414
Passif courant		55 767	61 381
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	46	-	2 109
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF		280 752	281 640

TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉ

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	2017	2016
Opérations d'exploitation :			
Résultat avant impôt des sociétés intégrées		3 401	4 181
Pertes de valeur/(reprises)		518	639
Amortissements, provisions et variations de juste valeur		9 980	9 814
Produits et charges financiers		764	948
Dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises		243	330
Plus ou moins-values de cession		(2 739)	(877)
Variation du besoin en fonds de roulement	43.1	1 476	(1 935)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		13 643	13 100
Frais financiers nets décaissés		(1 209)	(1 137)
Impôts sur le résultat payés		(771)	(838)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation		11 663	11 125
Opérations d'investissement :			
Investissements en titres de participation déduction faite de la trésorerie acquise ⁽¹⁾		(2 463)	(127)
Cessions de titres de participation déduction faite de la trésorerie cédée ⁽²⁾		2 472	372
Investissements incorporels et corporels	43.2	(14 747)	(14 397)
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles		1 140	508
Variations d'actifs financiers		1 885	(2 913)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement		(11 713)	(16 557)
Opérations de financement :			
Augmentation de capital EDF		4 005	-
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle ⁽³⁾		481	1 368
Dividendes versés par EDF	27.3	(109)	(165)
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle		(183)	(289)
Achats/ventes d'actions propres		(6)	(2)
Flux de trésorerie avec les actionnaires		4 188	912
Émissions d'emprunts		2 901	9 424
Remboursements d'emprunts		(6 304)	(6 176)
Rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée	27.4	(565)	(582)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession		144	143
Subventions d'investissement reçues		348	417
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement		(3 476)	3 226
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement		712	4 138
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		662	(1 294)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE			
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		662	(1 294)
Incidence des variations de change		(13)	102
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie		21	20
Incidence des reclassements		129	(117)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	37	3 692	2 893

(1) Incluant le prix d'acquisition de Framatome pour 1 868 millions d'euros (voir note 3.2).

(2) Incluant en 2017 la cession partielle de la Coentreprise de Transport d'Électricité ci-après désignée « CTE » (ex C25), société détenant les titres de RTE, pour un montant de 1 282 millions d'euros (voir note 3.4.1).

(3) Augmentations ou réductions de capital et acquisitions ou cessions d'intérêts dans des sociétés contrôlées.
Comprend en 2017, un montant de 501 millions d'euros relatif à la part versée par CGN au titre des augmentations de capital de NNB Holding Ltd. et Sizewell C Holding Co.

VARIATION DES CAPITAUX PROPRES CONSOLIDÉS

(en millions d'euros)	Capital	Actions propres	Écarts de conversion ⁽¹⁾	Écarts de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers ⁽²⁾	Autres réserves consolidées et résultat	Capitaux propres part du Groupe	Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total capitaux propres
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2015	960	(38)	4 349	(2 353)	31 831	34 749	5 491	40 240
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	-	-	(2 712)	766	(59)	(2 005)	(285)	(2 290)
Résultat net	-	-	-	-	2 851	2 851	160	3 011
Résultat global consolidé	-	-	(2 712)	766	2 792	846	(125)	721
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	-	-	-	-	(582)	(582)	-	(582)
Dividendes distribués	-	-	-	-	(2 026)	(2 026)	(288)	(2 314)
Achats/ventes d'actions propres	-	9	-	-	-	9	-	9
Augmentation de capital d'EDF ⁽³⁾	95	-	-	-	1 767	1 862	-	1 862
Autres variations ⁽⁴⁾	-	-	-	-	(420)	(420)	1 846	1 426
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2016	1 055	(29)	1 637	(1 587)	33 362	34 438	6 924	41 362
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	-	-	(1 501)	1 281	740	520	(119)	401
Résultat net	-	-	-	-	3 173	3 173	116	3 289
Résultat global consolidé	-	-	(1 501)	1 281	3 913	3 693	(3)	3 690
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	-	-	-	-	(565)	(565)	-	(565)
Dividendes distribués	-	-	-	-	(1 532)	(1 532)	(183)	(1 715)
Achats/ventes d'actions propres	-	(11)	-	-	-	(11)	-	(11)
Augmentation de capital d'EDF ⁽⁵⁾	409	-	-	-	5 018	5 427	-	5 427
Autres variations ⁽⁶⁾	-	-	-	-	(93)	(93)	603	510
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2017	1 464	(40)	136	(306)	40 103	41 357	7 341	48 698

(1) Les écarts de conversion varient de (1 501) millions d'euros au 31 décembre 2017 et sont principalement liés à la dépréciation de la livre sterling et du dollar par rapport à l'euro.

(2) Les variations correspondent aux effets des évaluations en valeur de marché, aux transferts en résultat de la variation de juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente ainsi qu'aux effets des évaluations en valeur de marché des instruments financiers de couverture de flux de trésorerie et d'investissements nets à l'étranger et aux montants transférés en résultat au titre du recyclage pour les contrats dénoués. Ces variations sont détaillées dans l'état du résultat global consolidé.

(3) En 2016, l'augmentation de capital et la prime d'émission pour un montant total de 1 862 millions d'euros sont liées au paiement en actions du solde de dividendes au titre de 2015 et de l'acompte sur dividendes au titre de l'exercice 2016.

(4) Les « autres variations » des capitaux propres en 2016 incluaient l'effet de la cession à CGN de 33,5 % de HPC Holding Co et de 20 % de Sizewell C Holding Co réalisée le 29 septembre 2016. Cette transaction a eu en 2016 un effet de (548) millions d'euros sur les capitaux propres part du Groupe et un effet de 1 510 millions d'euros sur les capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle (voir note 3.7.2). Elles comprenaient également en 2016 les effets de l'opération Cogestar pour 119 millions d'euros (voir note 5.2).

(5) En 2017, la variation du capital et des autres réserves consolidées (prime d'émission) est liée à l'augmentation de capital d'EDF pour un montant net de frais de 4 005 millions d'euros (voir note 3.1), au paiement en actions du solde de dividendes au titre de 2016 pour un montant de 1 024 millions d'euros et de l'acompte sur dividendes au titre de l'exercice 2017 pour un montant de 398 millions d'euros (voir note 27.3).

(6) Les « autres variations » des capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle incluent l'effet des augmentations de capital versées par CGN dans NNB Holding Ltd. et Sizewell C Holding Co pour 501 millions d'euros. Elles comprennent également les effets de l'acquisition de Framatome pour 209 millions d'euros (voir note 3.2) et les effets de l'opération Cogestar pour 48 millions d'euros (voir note 5.2).

SOMMAIRE DE L'ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS

Note 1	Référentiel comptable du Groupe	305	Note 9	Autres consommations externes	335
1.1	Déclaration de conformité et référentiel comptable du Groupe	305	Note 10	Charges de personnel	336
1.2	Évolutions du référentiel comptable au 31 décembre 2017	305	10.1	Charges de personnel	336
1.3	Résumé des principales méthodes comptables et d'évaluation	308	10.2	Effectifs moyens	336
Note 2	Comparabilité des exercices	322	Note 11	Impôts et taxes	336
Note 3	Opérations et évènements majeurs	322	Note 12	Autres produits et charges opérationnels	337
3.1	Augmentation de capital d'EDF SA	322	12.1	Subventions d'exploitation	337
3.2	Acquisition de 75,5 % de Framatome	322	12.2	Résultats de déconsolidation et de cessions d'immobilisations	337
3.3	Précisions sur le projet Hinkley Point C	325	12.3	Autres produits et charges	337
3.4	Plan de cessions	325	Note 13	Pertes de valeur/reprises	338
3.5	Émission d'obligations samouraï de 137 milliards de yens	326	13.1	Pertes de valeur par catégories d'immobilisations	338
3.6	Inconstitutionnalité de la contribution de 3 % sur les revenus distribués	326	13.2	Tests de perte de valeur sur les goodwill, actifs incorporels et corporels	338
3.7	Opérations et évènements majeurs de l'exercice 2016	326	Note 14	Autres produits et charges d'exploitation	341
Note 4	Évolutions réglementaires en France	329	Note 15	Résultat financier	341
4.1	Tarifs réglementés de ventes d'électricité en France (TRV)	329	15.1	Coût de l'endettement financier brut	341
4.2	Tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE)	329	15.2	Effet de l'actualisation	341
4.3	Compensation des charges de service public de l'énergie (CSPE)	329	15.3	Autres produits et charges financiers	341
4.4	Mécanisme de capacité	330	Note 16	Impôts sur les résultats	342
4.5	Tarifs réglementés de vente de gaz en France (TRV)	330	16.1	Ventilation de la charge d'impôt	342
4.6	Certificats d'économie d'énergie (CEE) : mise en place de la quatrième période (2018-2020)	331	16.2	Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective (preuve d'impôt)	342
4.7	ARENH	331	16.3	Variation des actifs et passifs d'impôts différés	343
Note 5	Évolutions du périmètre de consolidation	331	16.4	Ventilation des impôts différés par nature	343
5.1	Prise de contrôle de la société Futuren	331	Note 17	Résultat net et résultat net dilué par action	344
5.2	Groupe Dalkia : Cession de participations dans Cogestar 1,2 et 3	331	Actifs et passifs d'exploitation, capitaux propres		345
Note 6	Informations sectorielles	332	Note 18	Goodwill	345
6.1	Informations par secteur opérationnel	332	18.1	Variation des goodwill	345
6.2	Chiffre d'affaires en provenance de clients tiers ventilé par groupes de produits ou services	334	18.2	Répartition des goodwill par secteur opérationnel	345
COMPTE DE RÉSULTAT		335	Note 19	Autres actifs incorporels	346
Note 7	Chiffre d'affaires	335	Note 20	Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	347
Note 8	Achats de combustible et d'énergie	335	20.1	Valeur nette des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	347
			20.2	Variation des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France (hors immobilisations en cours)	347

6. ÉTATS FINANCIERS

Sommaire de l'annexe aux comptes consolidés

Note 21 Immobilisations en concessions des autres activités	348	Note 32 Autres provisions	374
21.1 Valeur nette des immobilisations en concessions des autres activités	348	Note 33 Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	374
21.2 Variation des immobilisations en concessions des autres activités (hors immobilisations en cours)	348	Note 34 Fournisseurs et comptes rattachés	374
Note 22 Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	349	Note 35 Autres créditeurs	375
22.1 Valeur nette des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	349	35.1 Avances et acomptes reçus	375
22.2 Variation des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre (hors immobilisations en cours et financées par location-financement)	349	35.2 Dettes fiscales	375
22.3 Contrats de location-financement	350	35.3 Produits constatés d'avance sur contrats long terme	375
Note 23 Participations dans les entreprises associées et les co-entreprises	351	ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS	376
23.1 Coentreprise de transport d'électricité (CTE)	351	Note 36 Actifs financiers courants et non courants	376
23.2 CENG	352	36.1 Répartition entre les actifs financiers courants et non courants	376
23.3 Taishan	353	36.2 Détail des actifs financiers	376
23.4 Alpiq	353	36.3 Prêts et créances financières	377
Note 24 Stocks	354	36.4 Variation des actifs financiers hors dérivés	377
Note 25 Clients et comptes rattachés	355	Note 37 Trésorerie et équivalents de trésorerie	378
25.1 Créances échues/non échues	355	Note 38 Passifs financiers courants et non courants	379
25.2 Opérations de mobilisation de créances	355	38.1 Répartition courant/non courant des passifs financiers	379
Note 26 Autres débiteurs	355	38.2 Emprunts et dettes financières	379
Note 27 Capitaux propres	356	38.3 Endettement financier net	382
27.1 Capital social	356	Note 39 Autres informations sur les actifs et passifs financiers	383
27.2 Actions propres	356	39.1 Juste valeur des instruments financiers	383
27.3 Distributions de dividendes	356	39.2 Compensation d'actifs et de passifs financiers	384
27.4 Instruments de capitaux propres	356	Note 40 Gestion des risques marchés et de contrepartie	385
27.5 Participations ne donnant pas le contrôle (intérêts minoritaires)	357	Note 41 Instruments dérivés et comptabilité de couverture	386
Note 28 Provisions	358	41.1 Couverture de juste valeur	386
Note 29 Provisions liées à la production nucléaire - aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs	359	41.2 Couverture de flux de trésorerie	386
29.1 Provisions nucléaires en France	359	41.3 Couverture d'investissements nets à l'étranger	386
29.2 Provisions nucléaires d'EDF Energy	365	41.4 Impact des dérivés de couverture en capitaux propres	387
Note 30 Autres provisions pour déconstruction	366	41.5 Couvertures de juste valeur liées aux matières premières	388
Note 31 Provisions pour avantages du personnel	367	Note 42 Instruments dérivés non qualifiés de couverture	389
31.1 Groupe EDF	367	42.1 Dérivés de taux détenus à des fins de transaction	389
31.2 France (Activités régulées et Activités de production et commercialisation)	368	42.2 Dérivés de change détenus à des fins de transaction	389
31.3 Royaume-Uni	371	42.3 Contrats dérivés de matières premières non qualifiés de couverture	390

**FLUX DE TRÉSORERIE ET AUTRES
INFORMATIONS****391****Note 43 Flux de trésorerie 391**

43.1	Variation du besoin en fonds de roulement	391
43.2	Investissements incorporels et corporels	391

Note 44 Engagements hors bilan 392

44.1	Engagements donnés	392
44.2	Engagements reçus	395

Note 45 Passifs éventuels 397

45.1	Contrôles fiscaux	397
45.2	Litiges en matière sociale	397
45.3	Enedis – contentieux avec des producteurs photovoltaïques	397

**Note 46 Actifs et passifs détenus en vue
de leur vente 398****Note 47 Actifs dédiés d'EDF 398**

47.1	Réglementation	398
47.2	Composition et évaluation des actifs dédiés	398
47.3	Valorisation des actifs dédiés d'EDF	399
47.4	Évolutions des actifs dédiés sur l'exercice 2017	400
47.5	Coût actualisé des obligations nucléaires de long terme	400
47.6	Actifs dédiés de Framatome et SOCODEI	400

Note 48 Parties liées 401

48.1	Transactions avec les sociétés du périmètre de consolidation	401
48.2	Relations avec l'État et les sociétés participations de l'État	401
48.3	Rémunération des organes d'administration et de direction	402

Note 49 Environnement 403

49.1	Droits d'émission de gaz à effet de serre	403
49.2	Certificats d'économies d'énergie	403
49.3	Certificats d'énergie renouvelable	403

**Note 50 Évènements postérieurs
à la clôture 404**

50.1	Confirmation de la décision de la Commission européenne concernant le traitement fiscal des provisions créées entre 1987 et 1996 pour le renouvellement des ouvrages du réseau d'alimentation générale (« RAG »)	404
------	--	-----

**Note 51 Périmètre de consolidation
au 31 décembre 2017 405**

51.1	Sociétés consolidées par intégration globale	405
51.2	Société détenue sous forme d'activités conjointes	406
51.3	Sociétés consolidées par mise en équivalence	407
51.4	Sociétés pour lesquelles les droits de vote diffèrent du pourcentage d'intérêt	407

**Note 52 Honoraires des Commissaires
aux comptes 408****6.**

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS

Électricité de France (EDF ou la « Société ») est une société anonyme de droit français, domiciliée en France.

Les comptes consolidés reflètent la situation comptable de la Société et de ses filiales (l'ensemble constituant le « Groupe ») ainsi que les intérêts du Groupe dans les entreprises associées, les partenariats qualifiés d'activités conjointes et les coentreprises pour l'exercice clos le 31 décembre 2017.

Le Groupe est un énergéticien intégré présent sur l'ensemble des métiers de l'énergie : la production, le transport, la distribution, la commercialisation, le négoce

et les services énergétiques. Il intègre à compter du 31 décembre 2017 les activités de Framatome : services et fabrications d'équipements et de combustibles pour les réacteurs (voir note 3.2).

Les comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2017 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration qui les a arrêtés en date du 15 février 2018. Ces comptes ne seront définitifs qu'à l'issue de l'Assemblée générale qui se tiendra le 15 mai 2018.

NOTE 1 RÉFÉRENTIEL COMPTABLE DU GROUPE

1.1 DÉCLARATION DE CONFORMITÉ ET RÉFÉRENTIEL COMPTABLE DU GROUPE

En application du règlement européen n° 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, les états financiers consolidés du groupe EDF au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2017 sont préparés conformément aux normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 31 décembre 2017. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (*International Accounting Standards*), IFRS (*International Financial Reporting Standards*) et les interprétations (SIC et IFRIC).

Le Groupe n'a pas anticipé l'application de normes et interprétations dont la mise en œuvre n'est pas obligatoire en 2017.

1.2 ÉVOLUTIONS DU RÉFÉRENTIEL COMPTABLE AU 31 DÉCEMBRE 2017

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées par le Groupe dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2017 sont identiques à celles utilisées dans les états financiers au 31 décembre 2016 à l'exception des changements ci-après :

1.2.1 Textes adoptés par l'Union européenne dont l'application est obligatoire au 1^{er} janvier 2017

Les textes adoptés par l'Union européenne et dont l'application est obligatoire pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2017 sont les suivants :

- les amendements à IAS 12 « Impôts sur le résultat » : « Comptabilisation d'actifs d'impôts différés au titre de pertes latentes » : pas d'impact pour le Groupe ;
- les amendements à IAS 7 « État des flux de trésorerie » : « Initiative concernant les informations à fournir ». Ces amendements imposent aux entreprises de publier des informations permettant une réconciliation des variations bilancielles des passifs et actifs financiers qui sont présentés dans la section « flux de financement » du tableau de flux de trésorerie, en distinguant les mouvements cash et non-cash (voir note 38.2.1).

1.2.2 Textes adoptés par l'Union européenne mais dont l'application est postérieure au 31 décembre 2017

1.2.2.1 IFRS 15 – Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients

Le 22 septembre 2016, l'Union européenne (UE) a adopté la norme IFRS 15 « Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients », d'application obligatoire à partir du 1^{er} janvier 2018. Les amendements associés ont été adoptés le 31 octobre 2017 et seront applicables à la même date que la norme IFRS 15.

En 2017, les travaux de préparation à la mise en œuvre de la norme ont été poursuivis et ont permis d'identifier les opérations dont le traitement comptable sera modifié. Les deux principales évolutions portent sur :

- **La comptabilisation des produits d'acheminement d'énergie (distinction agent-principal).**

Selon l'analyse IAS 18, l'acheminement compris dans le contrat de fourniture d'énergie est de fait comptabilisé en chiffre d'affaires par toutes les entités du Groupe assurant la fourniture d'électricité ou de gaz.

La norme IFRS 15 impose d'étudier si l'acheminement est une obligation de prestation distincte ou non au sein du contrat de fourniture d'énergie. Elle fixe par ailleurs les conditions dans lesquelles une entité intervient en tant que principal ou agent dans le cadre de la fourniture d'un bien ou d'un service avec intervention d'un tiers. Si l'entité est qualifiée de principal, alors elle peut

reconnaître le chiffre d'affaires au titre de cette prestation. Dans le cas contraire, elle est qualifiée d'agent et, ne peut reconnaître en chiffre d'affaires au titre de l'acheminement, que le montant de son éventuelle commission.

Une revue des contrats et du cadre réglementaire en vigueur a été menée pour chaque pays dans lequel les clients disposent de contrats uniques incluant la fourniture et l'acheminement du gaz et/ou de l'électricité (France, Belgique, Royaume-Uni et Italie).

- En France et en Belgique, le Groupe a conclu que l'acheminement est une prestation distincte de la fourniture d'énergie et que le fournisseur d'énergie agit comme agent au titre de cette prestation d'acheminement. En effet, le fournisseur ne porte pas la responsabilité d'exécution de cette prestation, il n'est pas exposé à un risque sur stock ou capacité et n'a pas la possibilité de répercuter au client final un prix autre que celui que met à sa charge le distributeur pour l'acheminement. En outre, en France, le risque crédit est supporté par le distributeur et, à compter du 1^{er} janvier 2018, les fournisseurs d'énergie seront rémunérés par une commission versée par les distributeurs au titre de la gestion des clients en contrat unique (voir note 4.2).

En France, les prestations d'acheminement d'électricité sont très majoritairement réalisées par Enedis, le gestionnaire de réseau de distribution et filiale régulée du Groupe. En conséquence, l'analyse agent – principal sur l'acheminement électricité en France n'aura d'impact que sur la présentation du chiffre d'affaires dans l'information sectorielle. Dans l'information sectorielle, le chiffre d'affaires lié à l'acheminement électricité figure actuellement dans le segment France – Activités régulées, en tant que chiffre d'affaires intersecteur. Avec l'application d'IFRS 15, il sera désormais présenté comme du chiffre d'affaires externe.

Cette analyse conduira à réduire le chiffre d'affaires du Groupe à hauteur du montant de l'acheminement gaz et électricité en Belgique et du montant de l'acheminement gaz en France.

À titre d'illustration, les montants au titre de l'exercice 2017 auraient été respectivement de 1 065 millions d'euros pour la Belgique – segment Autre international –, 387 millions d'euros pour la France – Production et Commercialisation et 56 millions d'euros pour la France – Activités régulées. Ces chiffres ne sont pas nécessairement représentatifs des montants de l'exercice 2018, ceux-ci étant sensibles aux volumes d'acheminement, qui dépendent notamment du climat et du niveau de la demande, et aux tarifs d'acheminement.

Corrélativement, les achats d'acheminement (au sein des achats de combustible et d'énergie) seront diminués du même montant. La qualification d'agent n'aura donc pas d'impact sur l'excédent brut d'exploitation du Groupe.

- En Italie et au Royaume-Uni en revanche, la qualification du fournisseur d'énergie comme principal pour les prestations d'acheminement est maintenue.

Au Royaume-Uni, le Groupe a conclu que la fourniture et l'acheminement constituaient une unique obligation de prestation pour laquelle le fournisseur est principal. En Italie, le risque supporté par le fournisseur sur les réservations de capacités auprès des opérateurs de réseau et la possibilité qui lui est laissée dans la fixation du prix de l'acheminement au client final justifie la qualification de principal.

- **La comptabilisation des transactions d'achat et vente d'énergie sur les marchés dans le cadre des activités d'optimisation.**

Certaines entités du Groupe procèdent à des opérations sur les marchés de gros de l'électricité et de gaz en application de la politique de gestion des risques du Groupe. Ainsi, en fonction de la position nette à couvrir, une entité est amenée à réaliser des achats et des ventes sur les marchés à terme et les marchés spot. Ces couvertures sont réalisées progressivement et donnent lieu à des opérations d'optimisation (ajustement offre/demande à différents pas de temps et arbitrages entre l'utilisation de moyens de production propres et approvisionnement sur les marchés).

L'analyse des contrats réalisée dans le cadre de la mise en application d'IFRS 15 a conduit le Groupe à considérer qu'une comptabilisation en net reflète de façon plus pertinente la réalité économique de ces transactions d'optimisation, alors

6. ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

que certaines des entités du Groupe (Edison – Segment Italie, EDF Luminus – Segment Autre international, Dalkia – Segment Autres métiers) présentaient jusqu'ici, en brut, le chiffre d'affaires avec pour contrepartie des achats d'énergie. Sur la base des données 2017, ce changement conduirait à réduire le chiffre d'affaires et les achats d'énergie à hauteur de 2 793 millions d'euros, sans impact sur l'excédent brut d'exploitation. Ces chiffres ne sont pas nécessairement représentatifs du montant au titre de l'exercice 2018, celui-ci étant par nature très variable d'une année à l'autre.

Les autres sujets identifiés dont le traitement comptable pourrait être amené à évoluer du fait de l'application d'IFRS 15 ne devraient pas avoir d'impacts significatifs sur le chiffre d'affaires ou le résultat du Groupe.

Par ailleurs, l'évaluation des impacts liés à la mise en œuvre d'IFRS 15 sur les modalités de reconnaissance du chiffre d'affaires de Framatome, entité intégrée par le Groupe à compter du 31 décembre 2017, est en cours de finalisation. Les sujets identifiés portent principalement sur le niveau de regroupement des contrats, la composante de financement, les pénalités contractuelles et le calcul des pertes à terminaison.

La méthode rétrospective complète sera appliquée et n'aura pas d'impact significatif sur les capitaux propres du Groupe.

Enfin, le Groupe continue de suivre, en lien avec la mise en œuvre d'IFRS 15, les évolutions des textes internationaux susceptibles de modifier la comptabilisation actuelle des activités à tarif régulé.

1.2.2.2 IFRS 9 – Instruments financiers

La norme IFRS 9 « Instruments financiers » adoptée par l'Union européenne en date du 22 novembre 2016, remplacera à compter du 1^{er} janvier 2018 la norme IAS 39 « Instruments financiers ». Cette norme définit de nouveaux principes en matière de classement et d'évaluation des instruments financiers, de dépréciation pour risque de crédit des actifs financiers et de comptabilité de couverture.

Dès 2015, le Groupe a initié des travaux pour appréhender les conséquences de l'application de la future norme. En 2016 et 2017, les travaux de préparation à la mise en œuvre de la norme ont été poursuivis et ont permis d'identifier les instruments dont le traitement comptable sera modifié, ainsi que les évolutions nécessaires des systèmes d'information.

Classement et évaluation

Hormis les actifs financiers évalués au coût amorti en application d'IAS 39 tels que les prêts, les comptes clients et comptes rattachés ou certaines créances financières, la quasi-totalité du portefeuille d'actifs financiers du Groupe est actuellement classé selon IAS 39 en actifs financiers disponibles à la vente. Ces actifs sont en conséquence évalués à la juste valeur au bilan, les variations de juste valeur étant comptabilisées en autres éléments du résultat global (OCI) ; les pertes et gains latents comptabilisés en OCI tout au long de la détention du titre sont transférés au compte de résultat au moment de sa décomptabilisation.

Le portefeuille d'actifs financiers du Groupe a fait l'objet d'une revue détaillée et approfondie pour déterminer leur futur traitement comptable sous IFRS 9, en fonction des caractéristiques de leurs flux contractuels d'une part, et de leur modèle de gestion, d'autre part. Les principaux impacts porteront sur les actifs financiers détenus sous forme de parts dans des Organismes de placement collectif (OPC), et à un degré moindre sur les instruments de capitaux propres (actions) détenus.

Plus spécifiquement, une grande partie des actifs financiers impactés par ces évolutions concerne le portefeuille financier au sein des actifs dédiés (qui s'élève à 20 848 millions d'euros au 31 décembre 2017 – voir note 36.2.2), destinés à couvrir les charges futures relatives à l'aval du cycle nucléaire d'EDF en France (voir note 47).

Le tableau de correspondance ci-dessous synthétise les modifications de classement des actifs financiers détenus par le Groupe au 31 décembre 2017 entre IAS 39 et IFRS 9 ainsi que les impacts sur les états financiers du Groupe. Ces modifications sont détaillées ensuite dans les paragraphes ci-dessous.

(en milliards d'euros)	Solde au bilan 31/12/2017	Catégories IFRS 9					Réserve brute de JV 31/12/2017
		Coût amorti	Juste valeur par OCI	Juste valeur par OCI non recyclables	Juste valeur par résultat		
Catégories IAS 39							
Actifs disponibles à la vente	40,9	-	20,8	0,5	19,6	2,2	
Actifs dédiés	20,8	-	5,0	-	15,9	2,1	
Actifs liquides	19,0	-	15,8	-	3,1	0,1	
Autres titres	1,1	-	-	0,5	0,6	-	
Prêts et créances	14,6	14,3	-	-	0,3	-	
Clients et comptes rattachés	23,4	21,8	1,6	-	-	-	

■ Concernant les parts détenues dans les OPC, qui représentent une part significative du portefeuille financier au sein des actifs dédiés, les plus ou moins-values latentes, jusqu'alors comptabilisées en autres éléments du résultat global, et transférées en résultat lors de leur décomptabilisation, affecteront désormais directement le compte de résultat du Groupe car les titres seront classés à la juste valeur par compte de résultat.

Au-delà de parts dans des OPC (OPCVM et FIA), le Groupe investit également de façon significative, pour les besoins du portefeuille d'actifs dédiés, dans des fonds indiciels cotés (*Exchange-Traded Funds* ou **ETF**). Ces fonds indiciels cotés sur les marchés réglementés ont pour objectif de répliquer les variations d'un indice à la hausse ou à la baisse et se caractérisent par une gestion passive pour le gestionnaire de fonds. Les discussions de place conduites ces derniers mois sur l'enjeu de la classification de ces titres « hybrides » n'ont pas permis de conclure à une qualification d'instruments de capitaux propres au regard d'IAS 32 – ce qui correspondait à l'analyse initialement conduite par le Groupe – mais d'instruments de dettes remboursables au gré du porteur. Il en résulte que les parts dans les ETF auront le même traitement sous IFRS 9 que les parts d'OPCVM, à savoir que les plus ou moins-values latentes seront comptabilisées dans le compte de résultat du Groupe.

Sur ces différents instruments, le cumul des variations de juste valeur à l'ouverture au 1^{er} janvier 2018, d'un montant de 1,8 milliard d'euros avant impôts, sera reclassé en réserves non recyclables.

Par ailleurs, sur ces instruments, l'impact d'une mise en œuvre d'IFRS 9 en lieu et place d'IAS 39 sur le résultat financier du Groupe au 31 décembre 2017 aurait été, toutes choses égales par ailleurs, de l'ordre de 349 millions d'euros consistant en :

- la non-reconnaissance des plus ou moins-values latentes 2016 réalisées en 2017 ((800) millions d'euros) ;
- la reconnaissance en résultat des variations de plus et moins-values latentes en 2017 (incluant l'effet des couvertures de change), représentative de la volatilité sur l'exercice, soit 1 149 millions d'euros.

L'estimation des principaux impacts de la mise en œuvre de la norme sur la base des chiffres au 31 décembre 2017 est donnée à titre informatif.

Les montants indiqués ne sont en effet pas représentatifs de ceux qui seront constatés en 2018 ou lors des années futures, les résultats latents étant liés, au premier ordre, à l'évolution des différents marchés boursiers sur chaque période considérée. Des situations de plus-values latentes sur certains produits et marchés sur une période donnée peuvent se retourner en situation de moins-values latentes sur une autre période.

- Pour les **instruments de capitaux propres** non détenus à des fins de transaction (investissements de type actions), le Groupe retiendra, pour la majorité des titres du portefeuille au 31 décembre 2017, la comptabilisation des variations de valeur en résultat. Néanmoins, pour certaines lignes de titres en portefeuille au 31 décembre 2017, le Groupe a choisi d'exercer l'option

irrévocable de comptabiliser les variations de juste valeur en autres éléments du résultat global (OCI). Pour les lignes de titres concernées, comme précisé par la norme, seuls les dividendes perçus pourront être comptabilisés au compte de résultat ; les pertes et gains ne pourront pas être reconnus au compte de résultat au moment de la décomptabilisation de l'instrument.

Concernant les instruments de capitaux propres, le cumul des variations de juste valeur à l'ouverture au 1^{er} janvier 2018, d'un montant de 0,1 milliard d'euros avant impôts, sera reclassé en réserves non recyclables.

Par ailleurs, sur ces instruments, l'impact d'une mise en œuvre d'IFRS 9 en lieu et place d'IAS 39 sur le résultat financier du Groupe au 31 décembre 2017 aurait été, toutes choses égales par ailleurs, non significatif.

- L'ensemble du portefeuille **des titres de dettes, notamment le portefeuille obligataire**, est géré dans le cadre du modèle « collecte et vente ». Les analyses détaillées conduites pour les différentes lignes de titres ont montré que les flux de trésorerie associés à ce portefeuille sont uniquement constitués de paiements relatifs au principal et à ses intérêts (test SPPI – *Solely Payment of Principal and Interests* selon les dispositions de la norme IFRS 9). Il en résulte pour ce portefeuille une comptabilisation des variations de juste valeur en éléments du résultat global, sans changement par rapport au traitement comptable actuel.

Comme indiqué précédemment une grande partie des actifs financiers impactés par ces évolutions concerne le portefeuille financier au sein des actifs dédiés destinés à couvrir les charges futures relatives à l'aval du cycle nucléaire d'EDF en France. De façon générale, la mise en œuvre de la norme IFRS 9 se traduira par l'accroissement de la volatilité sur le compte de résultat du Groupe, alors que les actifs dédiés sont constitués en couverture des provisions pour aval du cycle nucléaire, qui pour leur part, donnent lieu à une charge de désactualisation récurrente en résultat financier.

Dépréciation

IFRS 9 établit un modèle de dépréciation fondé sur les pertes de crédit attendues alors qu'IAS 39 était fondé sur les pertes avérées. Ce nouveau modèle de dépréciation dit ECL (*expected credit loss*) est ainsi susceptible de conduire à une comptabilisation anticipée des dépréciations par rapport à IAS 39. Ce modèle s'applique aux actifs financiers évalués au coût amorti, aux titres de dettes classés à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global, ainsi qu'aux engagements hors bilan et aux garanties financières auparavant visés par IAS 37 et aux actifs sur contrat évalués selon IFRS 15.

Le Groupe a revu les règles d'appréciation de la dégradation du risque de crédit et de détermination des pertes attendues, à un an et à maturité.

Pour les titres du portefeuille obligataire, le Groupe applique une approche basée sur la notation des contreparties dès lors que le niveau de risque de crédit est faible (*low credit risk*). Comme permis par la norme, le Groupe définit le seuil de *low credit risk* la note la plus basse de l'*investment grade*. En application de la politique de gestion des risques, la quasi-totalité du portefeuille obligataire du Groupe est constitué d'instruments émis par des contreparties notées *investment grade*. Le seuil d'identification d'une dégradation significative des titres de dettes intervient dès lors que la contrepartie ne serait plus notée *investment grade*.

Sur l'ensemble des actifs financiers concernés, suite aux analyses conduites, l'ECL estimé à fin 2017 n'est pas significatif.

Concernant les créances commerciales principalement relatives au portefeuille clients des différentes entités du Groupe, le Groupe appliquera le modèle de dépréciation simplifié d'IFRS 9 qui se base, par exemple, sur une matrice de provisions pour calculer les pertes de crédit attendues sur les créances clients. Sur l'ensemble des actifs financiers concernés, suite aux analyses conduites, l'ECL estimé à fin 2017 n'est pas significatif.

Pour les prêts, le Groupe a retenu une approche s'appuyant sur la probabilité de défaut de la contrepartie et de son appréciation de l'évolution du risque de crédit.

L'application de manière rétrospective des dispositions requises dans le nouveau modèle de dépréciation, conduirait à constater, à la date de transition, un montant non significatif en capitaux propres non recyclables.

Comptabilité de couverture

Le nouveau modèle IFRS 9 vise à simplifier la comptabilité de couverture, à mieux aligner la comptabilisation des relations de couverture sur les activités de gestion des risques et à permettre l'application de la comptabilité de couverture à un plus large éventail d'instruments de couverture et aux éléments pouvant être qualifiés

d'éléments couverts. La nouvelle norme ne traite pas explicitement de la comptabilisation des activités de macro-couverture, qui fait l'objet d'un projet distinct de l'IASB.

Lors de sa première application, IFRS 9 offre deux possibilités : (i) appliquer le volet « modèle général de couverture » d'IFRS 9 ou (ii) maintenir les dispositions d'IAS 39 jusqu'à la publication par l'IASB et l'adoption par l'Union européenne du texte sur la macro-couverture.

Le Groupe envisage d'appliquer les nouvelles dispositions d'IFRS 9 pour la comptabilité de couverture dès le 1^{er} janvier 2018. L'application de ce volet ne devrait pas engendrer d'impacts significatifs sur les comptes du Groupe en date de transition. Les dispositions de ce volet sont toujours en cours de mise en œuvre au sein du Groupe.

Autres aspects de la norme : renégociation de dettes

Le traitement comptable sous IFRS 9 des renégociations de dettes ne donnant pas lieu à décomptabilisation a été clarifié par décision du *Board* de l'IASB en juillet 2017. Dans ce contexte, il est considéré que la seule approche compatible avec la rédaction adoptée à date de la norme IFRS 9 est la constatation d'un ajustement en résultat, corrélatif d'une modification du coût amorti de la dette en date de restructuration. Cette décision met fin à la pratique actuelle (sous option en IAS 39) qui consistait à lisser sur la durée résiduelle de la dette renégociée l'économie attendue (ou la charge complémentaire) en ajustant prospectivement le taux d'intérêt effectif de la dette.

L'impact de l'application rétrospective au 1^{er} janvier 2018 de cette clarification de la norme, à l'ensemble des opérations de modifications de dettes non décomptabilisantes (non substantielles) aux bornes du Groupe, demeure non significatif.

1.2.2.3 IFRS 16 – Contrats de location

La norme IFRS 16 « Contrats de location », adoptée par l'Union européenne le 31 octobre 2017, sera d'application obligatoire aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2019. Le Groupe n'envisage pas d'appliquer par anticipation cette norme.

IFRS 16 prévoit que toutes les locations autres que celles de courte durée et celles portant sur des actifs de faible valeur, doivent être comptabilisées au bilan du preneur, sous la forme d'un actif de « droit d'utilisation » et en contrepartie d'une dette financière. À ce jour, les contrats existants qualifiés de locations « simples » sont présentés en engagements hors bilan. Les contrats de location du groupe EDF portent essentiellement sur des actifs immobiliers (tertiaires et logements), des installations industrielles (terrains, parcs éoliens) et pour une part mineure sur des véhicules de transport et divers matériels informatiques. Le montant du passif enregistré en dette financière est ainsi sensiblement dépendant des hypothèses retenues en matière de taux d'actualisation et de durée des engagements, les options de renouvellement, extension ou de résiliation anticipée des contrats devant être intégrées dans le calcul du passif si leur activation est jugée raisonnablement certaine lors de la conclusion du contrat.

Le Groupe a entrepris des travaux d'identification des impacts de l'application de cette nouvelle norme par le biais de questionnaires adressés à l'ensemble de ses filiales concernées et portant sur les caractéristiques des contrats de location simple existants au 31 décembre 2016, et mis à jour au 31 décembre 2017. Sur la base de ces travaux, le Groupe a analysé les incidences de la norme afin de quantifier ses impacts sur les agrégats consolidés (*i.e.* excédent brut d'exploitation, résultat net consolidé, et endettement financier net) et les modifications qu'elle pourrait entraîner dans les informations communiquées.

Les travaux de collecte et d'analyse des données sont aujourd'hui en voie de finalisation. Les hypothèses de durée de certains contrats étant toujours en cours de définition, le Groupe poursuit le chiffrage de l'estimation précise de l'impact sur le bilan de la première application d'IFRS 16.

Suite à ces travaux, il est envisagé d'appliquer la méthode rétrospective dite « modifiée » (IFRS 16.C5.b).

Par ailleurs, les choix des solutions informatiques pertinentes pour le Groupe pour la mise en œuvre d'IFRS 16 sont en cours d'étude.

1.2.2.4 Amendements IFRS 4

Les amendements à IFRS 4 « Application d'IFRS 9 Instruments financiers et d'IFRS 4 Contrats d'assurance », applicables au 1^{er} janvier 2018, ont été adoptés le 3 novembre 2017. Les impacts potentiels sur le Groupe n'ont pas encore été évalués.

6. ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

1.2.3 Textes et amendements publiés par l'IASB mais non adoptés par l'Union européenne

Les textes suivants, concernant des règles et méthodes comptables appliquées par le Groupe, n'ont pas encore fait l'objet d'une adoption par l'Union européenne :

- l'interprétation IFRIC 22 « Transactions en monnaies étrangères et contrepartie anticipée » (date d'application : 1^{er} janvier 2018). Sous réserve de son adoption par l'Union européenne, ce texte sera appliqué de façon prospective par le Groupe à compter du 1^{er} janvier 2018. Cette interprétation précise que lors du versement ou de la réception d'une avance en devises ayant un caractère non monétaire, celle-ci doit être comptabilisée au taux du jour, sans réévaluation ultérieure. Sur la base des analyses menées à date, le Groupe estime que l'application future de l'interprétation IFRIC 22 n'aura pas d'impact significatif sur les comptes consolidés du groupe EDF ;
- l'interprétation IFRIC 23 « Comptabilisation des incertitudes à l'égard des impôts sur le résultat » (date d'application : 1^{er} janvier 2019). IFRIC 23 clarifie l'application des dispositions d'IAS 12 « Impôts sur le résultat » concernant la comptabilisation et l'évaluation, lorsqu'une incertitude existe sur le traitement de l'impôt sur le résultat. Des analyses sont en cours pour estimer l'impact éventuel de ce texte ;
- les amendements à IAS 28 « Participations dans des entreprises associées et des coentreprises » : « Intérêts à long terme dans des entreprises associées et des coentreprises » (date d'application : 1^{er} janvier 2019). Des analyses sont en cours pour estimer l'impact éventuel de ce texte ;
- les amendements à IFRS 9 « Clauses de remboursement anticipé prévoyant une compensation négative » publiée par l'IASB le 12 octobre 2017 (applicables à compter du 1^{er} janvier 2019 avec application anticipée autorisée) ;
- la norme IFRS 17 « Contrats d'assurance » (date d'application : 1^{er} janvier 2021).

En outre, le Groupe n'a pas encore évalué les impacts potentiels des textes suivants :

- les amendements à IAS 40 « Immeubles de placement » : « Transferts des immeubles de placement » (date d'application 1^{er} janvier 2018) ;
- les amendements à IFRS 2 « Paiement fondé sur des actions » : « Classification et évaluation des transactions dont le paiement est fondé sur des actions » (date d'application : 1^{er} janvier 2018).

1.3 RÉSUMÉ DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES ET D'ÉVALUATION

Les méthodes comptables exposées ci-dessous ont été appliquées d'une façon permanente à l'ensemble des périodes présentées dans les états financiers consolidés.

1.3.1 Bases d'évaluation

Les états financiers consolidés sont préparés sur la base du coût historique à l'exception des actifs et passifs acquis dans le cadre de regroupements d'entreprises et de certains instruments financiers qui sont comptabilisés à la juste valeur.

1.3.2 Jugements et estimations de la Direction du Groupe

L'établissement des états financiers nécessite le recours à des jugements, estimations et hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, des produits et charges de l'exercice ainsi que pour la prise en compte des aléas positifs et négatifs existant à la date de clôture. En fonction de l'évolution des hypothèses considérées ou de conditions économiques différentes de celles existantes en date de clôture, les montants qui figureront dans les futurs états financiers du Groupe pourraient différer significativement des estimations actuelles.

Dans un contexte de volatilité des marchés financiers, les paramètres concourant aux estimations retenues sont fondés sur des hypothèses macroéconomiques adaptées au cycle de très long terme des actifs du Groupe.

Les principales opérations pour lesquelles le Groupe a recours à des estimations et jugements sont les suivantes :

1.3.2.1 Durée d'amortissement des centrales nucléaires en France

Au cas particulier des durées d'amortissement de son parc de centrales nucléaires en France, la stratégie industrielle du groupe EDF est d'en poursuivre l'exploitation au-delà de 40 ans, dans des conditions optimales de sûreté et de performance.

Sur l'exercice 2016, les conditions techniques, économiques et de gouvernance conduisant à un allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 900 MW étaient réunies. Le Groupe a ainsi procédé au 1^{er} janvier 2016 à l'allongement de la durée d'amortissement de l'ensemble des centrales du palier 900 MW – à l'exception de la centrale de Fessenheim – (voir note 3.7.1 « Allongement à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales nucléaires REP 900 MW en France »).

La durée d'amortissement des autres paliers du Groupe en France (1 300 MW et 1 450 MW), qui sont plus récents, est, à ce stade, maintenue à 40 ans, les conditions pour un allongement n'étant pas réunies.

Ces durées prennent en compte la date de recouplage au réseau faisant suite à la dernière visite décennale intervenue.

1.3.2.2 Provisions nucléaires

L'évaluation des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers cœurs est sensible aux hypothèses retenues en termes de procédés techniques, coûts, taux d'inflation et taux d'actualisation à long terme, durée d'amortissement des centrales en exploitation et échéanciers de décaissements.

Une ré-estimation de ces paramètres est effectuée à chaque arrêté des comptes afin de s'assurer que les montants provisionnés constituent la meilleure estimation des coûts qui seront finalement supportés par le Groupe.

Le Groupe estime que les hypothèses retenues au 31 décembre 2017 sont appropriées et justifiées. Des modifications de ces hypothèses dans le futur pourraient cependant avoir un impact significatif sur le bilan et le compte de résultat du Groupe.

Les principales hypothèses et analyses de sensibilité concernant les provisions nucléaires sont présentées en note 29.1.5.

L'évaluation des provisions prend en compte un niveau de risques et d'aléas selon les opérations concernées. Elle comporte en outre des facteurs d'incertitude tels que :

- l'évolution de la réglementation, notamment en matière de sûreté, de sécurité et de respect de l'environnement et en matière de financement des charges nucléaires ;
- l'évolution du processus réglementaire de déconstruction, ainsi que les délais d'obtention des autorisations administratives ;
- les modalités futures de stockage des déchets radioactifs à vie longue et la mise à disposition d'installations de stockage par l'ANDRA (Agence Nationale pour la Gestion des Déchets Radioactifs) ;
- l'évolution de certains paramètres financiers tels que les taux d'actualisation, notamment en lien avec le dispositif de plafond réglementaire, ou d'inflation, ou encore les évolutions des conditions contractuelles relatives à la gestion du combustible utilisé.

1.3.2.3 Engagements de retraites et autres avantages du personnel à long terme et postérieurs à l'emploi

L'évaluation des engagements de retraites et autres avantages postérieurs à l'emploi et à long terme repose sur des évaluations actuarielles sensibles à l'ensemble des hypothèses actuarielles retenues, en particulier celles relatives au taux d'actualisation, au taux d'inflation et au taux d'augmentation des salaires.

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour le calcul des engagements au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des avantages à long terme pour l'arrêté des comptes au 31 décembre 2017 sont détaillées en note 31. Ces hypothèses sont mises à jour annuellement. Le Groupe estime que les hypothèses actuarielles retenues au 31 décembre 2017 sont appropriées et justifiées. Des modifications de ces hypothèses dans le futur pourraient cependant avoir un impact significatif sur le montant des engagements, des capitaux propres ainsi que sur le résultat du Groupe. À ce titre, des analyses de sensibilité sont présentées en note 31.

1.3.2.4 Dépréciation des goodwill et pertes de valeur des actifs à long terme

Les tests de dépréciation des goodwill et des actifs à long terme sont sensibles aux hypothèses macroéconomiques et sectorielles retenues – notamment en termes d'évolution des prix de l'énergie – ainsi qu'aux prévisions financières à moyen terme. Compte tenu de ces sensibilités, le Groupe révisé ses estimations et hypothèses sous-jacentes sur la base d'informations régulièrement mises à jour.

Ces hypothèses, propres aux sociétés du Groupe, sont décrites en note 13.

1.3.2.5 Instruments financiers

Pour évaluer à la juste valeur les instruments financiers non cotés sur un marché (contrats d'énergies essentiellement), le Groupe utilise des modèles de valorisation qui reposent sur un certain nombre d'hypothèses soumises à des aléas.

1.3.2.6 Énergie en compteur et acheminement associé

Comme précisé en note 1.3.7, les quantités d'énergie livrées non relevées non facturées sont déterminées en date d'arrêt à partir de modèles statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente. La détermination de la quote-part du chiffre d'affaires non facturé en date d'arrêt des comptes est sensible aux hypothèses retenues dans l'élaboration de ces statistiques et estimations.

1.3.2.7 Obligations sur les biens à renouveler au titre des concessions de distribution publique en France

Compte tenu des spécificités des contrats de concession de distribution publique d'électricité en France, le Groupe a retenu, pour présenter au bilan les obligations au titre des biens à renouveler, une évaluation établie sur la base du montant des engagements contractuels tel qu'il est calculé et communiqué aux concédants dans le cadre de comptes-rendus annuels d'activité (voir note 1.3.13.2.1). Une approche alternative consisterait à évaluer les obligations sur la base d'une valeur actuelle des montants à décaisser pour faire face au renouvellement de ces biens à l'issue de leur durée de vie industrielle. Les effets qu'aurait eus l'adoption de cette dernière approche sur les comptes sont présentés à titre d'information dans la note 1.3.23. Quelle que soit la méthode d'évaluation retenue, l'évaluation du passif des concessions sur les biens à renouveler est notamment sujette à des aléas en termes de coûts, de durée de vie et de dates de décaissements.

1.3.2.8 Actifs d'impôts différés

L'utilisation d'estimations et d'hypothèses sur les horizons de recouvrement revêt une importance particulière pour la reconnaissance des impôts différés actifs.

1.3.2.9 Autres jugements

■ Dans le cadre de l'application des normes IFRS 10 et IFRS 11, le Groupe fait usage de jugement pour apprécier le contrôle ou pour qualifier le type de partenariat dont relève une entreprise contrôlée conjointement.

Notamment, EDF a constitué des Fonds Communs de Placement Réservés (FCPR) pour permettre d'affecter une partie des fonds destinés à la sécurisation du financement des charges relatives au démantèlement de ses installations nucléaires ainsi qu'au stockage de longue durée des déchets radioactifs (voir note 47.3). Compte tenu de leurs caractéristiques, des prérogatives exercées par leurs gérants ainsi que des modalités de définition des stratégies de gestion qui leur sont appliquées, le Groupe considère ne pas contrôler au sens d'IFRS 10 ces fonds. Ils sont par conséquent comptabilisés en actifs financiers disponibles à la vente, en application de la norme IAS 39.

D'autre part, le Groupe détient depuis 2014, *via* sa filiale Edison, une participation de 30 % dans la société Edens, avec F2i. La gouvernance et les accords contractuels relatifs à Edens mis en place dans le cadre de cette transaction confèrent cependant à Edison le contrôle exclusif de cette entité. En application d'IFRS 10, Edens est donc consolidée par intégration globale (*via* Edison) dans les comptes consolidés du Groupe.

■ En l'absence de normes ou interprétations applicables à une transaction spécifique, le Groupe fait usage de jugement pour définir et appliquer les méthodes comptables qui permettent d'obtenir des informations pertinentes et fiables dans le cadre de l'établissement de ses états financiers.

1.3.3 Méthodes de consolidation

La liste des principales filiales, entreprises associées et coentreprises est présentée en note 51.

1.3.3.1 Entités contrôlées

Les filiales sont les sociétés dans lesquelles le Groupe exerce un contrôle exclusif et sont consolidées par la méthode de l'intégration globale. Le Groupe contrôle une entité si les trois conditions suivantes sont remplies :

- il détient le pouvoir sur l'entité ;
- il est exposé ou a droit à des rendements variables en raison de ses liens avec l'entité ;
- il a la capacité d'exercer son pouvoir sur l'entité de manière à influencer sur le montant des rendements qu'il obtient.

Pour apprécier le contrôle, le Groupe tient compte de tous les faits et circonstances. De même, les droits de vote potentiels substantifs exerçables, y compris par une autre partie, sont pris en considération.

1.3.3.2 Participations dans les entreprises associées et les coentreprises

Une entreprise associée est une entité dans laquelle le Groupe exerce une influence notable sur les politiques financières et opérationnelles sans en avoir le contrôle exclusif ou conjoint. L'influence notable est présumée lorsque la participation du Groupe est supérieure ou égale à 20 %.

Une coentreprise est un partenariat dans lequel les parties (coentrepreneurs) qui exercent un contrôle conjoint sur l'entité ont des droits sur l'actif net de celle-ci. Le contrôle conjoint est le partage, en vertu d'un accord contractuel, du contrôle d'une entreprise exploitée en commun par un nombre limité d'associés ou d'actionnaires, de sorte que les politiques financières et opérationnelles résultent de leur consentement unanime.

Les participations dans les entreprises associées et les coentreprises sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Elles sont inscrites au bilan à leur coût historique corrigé de la quote-part de situation nette générée après l'acquisition, diminué des pertes de valeur. La quote-part de résultat de la période est présentée dans la ligne « Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises » du compte de résultat.

1.3.3.3 Participations dans les activités conjointes

Une activité conjointe est un partenariat dans lequel les parties (coparticipants) qui exercent un contrôle conjoint sur l'entité ont des droits directs sur ses actifs et des obligations au titre de ses passifs. Le Groupe, en tant que coparticipant à une activité conjointe, comptabilise ligne à ligne les actifs et passifs ainsi que les produits et les charges relatifs à ses intérêts.

1.3.4 Règles de présentation des états financiers

Les actifs et passifs constitutifs du besoin en fonds de roulement entrant dans le cycle normal de l'activité sont classés en courant dans le bilan consolidé. Les autres actifs et passifs sont classés en courant d'une part, non courant d'autre part, selon que leur échéance est à plus ou moins d'un an par rapport à la date de clôture.

Le compte de résultat est présenté par nature. La rubrique « Autres produits et charges d'exploitation » placée sous l'excédent brut d'exploitation comprend des éléments à caractère inhabituel par leur nature ou leur montant.

1.3.5 Méthodes de conversion

1.3.5.1 Monnaie de présentation des comptes

La monnaie fonctionnelle de la société mère est l'euro. Les états financiers du Groupe sont présentés en millions d'euros.

1.3.5.2 Monnaie fonctionnelle

La monnaie fonctionnelle d'une entité est la monnaie de l'environnement économique dans lequel cette entité opère principalement. Dans la majorité des cas, la monnaie fonctionnelle correspond à la monnaie locale. Cependant, dans certaines entités, une monnaie fonctionnelle différente de la monnaie locale est retenue lorsqu'elle reflète la devise des principales transactions.

6. ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

1.3.5.3 Conversion des états financiers des sociétés étrangères dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro

Les états financiers des entités étrangères dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro sont convertis en euros de la façon suivante :

- les bilans des sociétés étrangères sont convertis en euros au taux de change à la date de clôture ;
- les comptes de résultat et les flux de trésorerie de ces mêmes sociétés sont convertis au taux de change moyen de la période ;
- les écarts résultant de la conversion des états financiers des sociétés étrangères sont portés en capitaux propres sur la ligne « Écarts de conversion ».

Les écarts de conversion ayant trait à un élément monétaire qui fait en substance partie intégrante de l'investissement net du Groupe dans une entreprise étrangère consolidée sont inscrits dans les capitaux propres consolidés jusqu'à la cession ou la liquidation de cet investissement net, date à laquelle ils sont inscrits en charges ou en produits dans le résultat comme les autres différences de conversion relatives à cette entreprise.

1.3.5.4 Conversion des opérations en devises

En application de la norme IAS 21, les opérations libellées en devises étrangères sont initialement converties et comptabilisées dans la monnaie fonctionnelle de l'entité concernée au cours en vigueur à la date de la transaction.

Lors des arrêtés comptables, les actifs et passifs monétaires exprimés en devises sont convertis au taux de clôture à cette même date. Les différences de change correspondantes sont comptabilisées dans le compte de résultat.

1.3.6 Parties liées

Les parties liées comprennent l'État français, les sociétés détenues majoritairement par l'État et certaines de leurs filiales, et les sociétés sur lesquelles le groupe EDF exerce un contrôle conjoint ou une influence notable, ainsi que les membres des instances de direction et d'administration du Groupe.

1.3.7 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires est constitué essentiellement par des produits issus de la vente d'énergie (aux clients finals et dans le cadre d'activités de négoce), des revenus de raccordement et des prestations de services. Ces dernières incluent principalement des prestations de transport et de distribution de l'énergie ainsi que les enchères de capacité et d'interconnexion.

Le Groupe constate les ventes quand :

- une relation contractuelle est avérée ;
- la livraison a eu lieu (ou la prestation de service est achevée) ;
- le prix est fixé ou déterminable ;
- et le caractère recouvrable des créances est probable.

La livraison a lieu quand les risques et avantages associés à la propriété sont transférés à l'acheteur.

Les quantités d'énergie livrées non relevées non facturées sont déterminées à partir de statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente.

Les prestations de services ou fournitures de biens sont traitées en utilisant la méthode à l'avancement pour les opérations partiellement achevées à la clôture de l'exercice.

Les opérations de négoce sur le marché de l'énergie (*trading*) sont comptabilisées nettes des achats.

1.3.7.1 Mécanisme de capacité

Des mécanismes de capacité ont été mis en place en France et au Royaume-Uni pour sécuriser l'approvisionnement en électricité pendant les périodes de pointe.

- **Dispositif français** : La loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 sur la nouvelle organisation du marché de l'électricité a instauré en France une obligation de contribuer à la sécurité d'approvisionnement à partir du 1^{er} janvier 2017.

D'une part, les exploitants d'installations de production d'électricité et les opérateurs d'effacement doivent faire certifier leurs capacités par RTE en s'engageant sur un niveau de disponibilité prévisionnel pour une année de livraison donnée. En contrepartie, des certificats de capacité leur sont attribués. D'autre part, les fournisseurs d'électricité et acheteurs de pertes (acteurs obligés), doivent détenir des certificats de capacité à hauteur de la consommation de leurs clients en période de pointe.

Le dispositif est complété par la mise en œuvre de registres permettant les échanges entre les acteurs. Des sessions de marchés sont organisées plusieurs fois par an.

Le Groupe est concerné par les deux aspects du dispositif en tant qu'exploitant d'installations d'électricité (EDF SA, Dalkia, EDF Énergies Nouvelles) et en tant que fournisseur d'électricité (EDF SA, Électricité de Strasbourg) et acheteur de pertes (Enedis et Électricité de Strasbourg).

Les opérations sont comptabilisées de la manière suivante :

- les ventes de certificats sont reconnues en produit lors des enchères ou lors de cessions de gré à gré ;
 - les stocks de certificats sont valorisés soit à leur valeur de certification (*i.e.* coûts de certification par RTE) soit à leur valeur d'achat sur les marchés ;
 - les sorties de stock de certificats sont valorisées au coût unitaire moyen pondéré et constatées à un rythme différent selon l'acteur du dispositif :
 - exploitants d'installations : lors des ventes aux enchères,
 - acteurs obligés : linéairement sur les 5 mois de la période de pointe ;
 - pour les acteurs obligés, en cas d'insuffisance de stocks de certificats de capacité par rapport à l'obligation une provision est constatée à hauteur de la meilleure estimation de la dépense nécessaire à l'extinction de cette obligation ;
 - à la date d'arrêté, si la valeur de réalisation de ce stock de certificats de capacité est inférieure à sa valeur nette comptable, une dépréciation est enregistrée.
- **Dispositif britannique** : Le mécanisme repose sur un système d'enchères organisé par le gestionnaire de réseau 4 ans avant l'année de livraison et auxquelles les exploitants peuvent participer. Les exploitants de capacité qui ont acquis des certificats sont rémunérés l'année de livraison par un fonds alimenté par les fournisseurs d'électricité. Cette rémunération est reconnue en chiffre d'affaires la même année.

Les fournisseurs d'électricité participent au mécanisme à travers un versement au fonds en proportion de leurs ventes aux clients sur la période de pointe. Cette contribution est reconnue en charge sur la période de pointe.

1.3.8 Impôts sur les résultats

Les impôts sur les résultats comprennent la charge (le produit) d'impôt courant et la charge (le produit) d'impôt différé, calculés conformément aux législations fiscales en vigueur dans les pays où les résultats sont taxables.

Conformément à IAS 12, les impôts courants et différés sont généralement comptabilisés en résultat ou en capitaux propres de façon symétrique à l'opération sous-jacente.

En application d'IAS 32, l'impôt relatif aux distributions faites aux porteurs d'instruments de capitaux propres (notamment les dividendes et la rémunération versée aux détenteurs de titres subordonnés à durée indéterminée) doit être comptabilisé conformément à IAS 12. Le Groupe considère que ces distributions sont prélevées sur les résultats antérieurs accumulés. De ce fait, les effets d'impôts associés sont enregistrés en résultat de la période.

La charge (le produit) d'impôt courant est le montant estimé de l'impôt dû au titre du résultat imposable de la période, déterminé en utilisant les taux d'impôt adoptés à la date de clôture.

L'impôt différé résulte des différences temporelles entre les valeurs comptables des actifs et des passifs et leurs bases fiscales. Cependant, aucun impôt différé n'est constaté pour les différences temporelles générées par :

- un goodwill non déductible fiscalement ;
- la comptabilisation initiale d'un actif ou d'un passif dans une transaction qui n'est pas un regroupement d'entreprises et qui n'affecte ni le bénéfice comptable, ni le bénéfice imposable (perte fiscale) à la date de transaction ;
- des participations dans des filiales et entreprises associées, des investissements dans des succursales et des intérêts dans des partenariats dès lors que le Groupe contrôle la date à laquelle les différences temporelles s'inverseront et qu'il est probable que ces différences ne s'inverseront pas dans un avenir prévisible.

Les actifs et passifs d'impôt différé sont évalués aux taux d'impôt attendus sur l'exercice au cours duquel l'actif sera réalisé ou le passif éteint et qui ont été adoptés à la date de clôture. En cas de changement de taux d'impôt, les impositions différées font l'objet d'un ajustement au nouveau taux en vigueur et l'ajustement est imputé au compte de résultat sauf s'il se rapporte à un sous-jacent dont les variations sont des éléments imputés en capitaux propres, notamment au titre de la comptabilisation des écarts actuariels et de juste valeur des instruments de couverture et des actifs disponibles à la vente.

Les impôts différés sont revus à chaque clôture pour tenir compte notamment des changements de législation fiscale et des perspectives de recouvrement des différences temporelles déductibles. Un actif d'impôt différé n'est comptabilisé que dans la mesure où il est probable que le Groupe disposera de bénéfices futurs imposables sur lesquels cet actif pourra être imputé dans un horizon prévisible ou, au-delà, d'impôts différés passifs de même maturité.

Les actifs et passifs d'impôt différé sont présentés sur la base d'une position nette déterminée à l'échelle d'une entité fiscale ou d'un groupe fiscal.

1.3.9 Résultat net par action et résultat net dilué par action

Le résultat net par action est calculé en divisant le résultat net part du Groupe de la période par le nombre moyen pondéré d'actions composant le capital en circulation pendant la période. Ce nombre moyen pondéré d'actions en circulation est le nombre d'actions ordinaires en circulation au début de la période, ajusté du nombre d'actions ordinaires rachetées ou émises durant la période.

Ce nombre ainsi que le résultat par action sont modifiés le cas échéant pour tenir compte de l'effet de la conversion ou de l'exercice des actions potentielles dilutives (options, bons de souscriptions d'actions et obligations convertibles émises, etc.).

Conformément à la norme IAS 33, le calcul du résultat net par action et du résultat net dilué par action prend également en compte en déduction du résultat net de l'année les rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée.

1.3.10 Regroupements d'entreprises

En application de la norme IFRS 3, les regroupements d'entreprises intervenus à compter du 1^{er} janvier 2010 sont évalués et comptabilisés selon les principes décrits ci-dessous.

À la date d'acquisition, les actifs acquis et les passifs repris identifiables, évalués à leur juste valeur, ainsi que toute participation ne donnant pas le contrôle dans l'entreprise acquise (intérêts minoritaires) sont comptabilisés séparément du goodwill.

Les participations ne donnant pas le contrôle peuvent être évaluées soit à leur juste valeur (goodwill total), soit à leur quote-part dans la juste valeur de l'actif net de l'entreprise acquise (goodwill partiel). Ce choix est déterminé transaction par transaction.

Toute prise ou cession de participation dans une filiale ne modifiant pas le contrôle est considérée comme une transaction entre actionnaires et doit être comptabilisée directement en capitaux propres.

En cas d'acquisition d'intérêts complémentaires dans une coentreprise, une activité conjointe ou une entreprise associée sans qu'il en résulte une prise de contrôle, le Groupe maintient les actifs et les passifs antérieurement acquis à leur valeur dans les comptes consolidés.

En cas de prise de contrôle par étapes, le coût du regroupement d'entreprises inclut la juste valeur, à la date de prise de contrôle, de la participation précédemment détenue par l'acquéreur dans l'entreprise acquise.

Les coûts annexes directement attribuables à une acquisition donnant le contrôle sont comptabilisés en charges pour les périodes au cours desquelles les coûts sont engagés, à l'exception des coûts d'émission des titres d'emprunt ou de capitaux propres qui doivent être comptabilisés selon les normes IAS 32 et IAS 39.

Les regroupements d'entités ou d'entreprises sous contrôle commun sont exclus du champ d'application de la norme IFRS 3 et sont examinés au cas par cas au sein du Groupe afin de déterminer la méthode adéquate de comptabilisation.

Les engagements de rachat de titres donnés par le Groupe à des minoritaires sur des sociétés contrôlées sont comptabilisés au passif. Pour ceux conclus depuis le 1^{er} janvier 2010, date de première application par le Groupe des normes IAS 27 amendée et IFRS 3 révisée, l'écart de valeur entre les participations ne donnant pas le contrôle et la dette que ces engagements représentent est comptabilisé en capitaux propres.

1.3.11 Goodwill et autres actifs incorporels

1.3.11.1 Goodwill

1.3.11.1.1 Détermination des goodwill

En application de la norme IFRS 3 « Regroupements d'entreprises », les goodwill représentent la différence entre :

- d'une part, la somme des éléments suivants :
 - le prix d'acquisition au titre de la prise de contrôle à la juste valeur à la date d'acquisition,
 - le montant des participations ne donnant pas le contrôle dans l'entité acquise, et
 - pour les acquisitions par étapes, la juste valeur, à la date d'acquisition, de la quote-part d'intérêt détenue par le Groupe dans l'entité acquise avant la prise de contrôle ;
- d'autre part, le montant net des actifs acquis et passifs assumés, évalués à leur juste valeur à la date d'acquisition.

Lorsqu'il en résulte une différence négative, elle est immédiatement comptabilisée en résultat.

Les justes valeurs des actifs et des passifs et la détermination du goodwill sont définitivement arrêtées au cours des douze mois suivant la date d'acquisition.

1.3.11.1.2 Évaluation et présentation des goodwill

Les goodwill provenant de l'acquisition de filiales sont présentés séparément au bilan. Les pertes de valeur relatives à ces goodwill sont présentées sur la ligne « Pertes de valeur » du compte de résultat. Après leur comptabilisation initiale, les goodwill sont inscrits à leur coût diminué le cas échéant, des pertes de valeur constatées.

Les goodwill provenant de l'acquisition d'entreprises associées et de coentreprises sont inclus dans la valeur comptable de la participation. Les pertes de valeur relatives à ces goodwill sont enregistrées dans la ligne « Quote-part de résultat net des entreprises associées et coentreprises ».

Les goodwill ne sont pas amortis mais font l'objet d'un test de dépréciation dès l'apparition d'indices de perte de valeur et au minimum une fois par an selon les modalités décrites en note 1.3.15.

1.3.11.2 Autres actifs incorporels

1.3.11.2.1 Frais de recherche et développement

Les dépenses de recherche sont comptabilisées en charges dans l'exercice au cours duquel elles sont encourues.

Les frais de développement qui remplissent les critères d'inscription à l'actif de la norme IAS 38 sont comptabilisés en immobilisations incorporelles et amortis linéairement sur leur durée d'utilité prévisible.

1.3.11.2.2 Autres actifs incorporels produits ou acquis

Les autres actifs incorporels sont principalement constitués :

- des logiciels amortis linéairement sur leur durée d'utilité ;

6. ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

- des marques acquises à durée de vie indéterminée ou amorties linéairement sur leur durée d'utilité ;
- des droits d'exploitation ou d'utilisation relatifs à des centrales amorties linéairement sur la durée d'utilité de l'actif sous-jacent ;
- des droits ou licences relatifs à des concessions d'hydrocarbures amortis selon la méthode des unités de production (*Unit of Production method* – UOP), et les dépenses d'exploration amorties au cours de l'année (voir note 1.3.11.2.3) ;
- des actifs incorporels liés à la réglementation environnementale (droits d'émission de gaz à effet de serre et certificats d'énergie renouvelable acquis à titre onéreux – voir note 1.3.27) ;
- de la valeur positive des contrats d'achats/ventes d'énergie enregistrés à leur juste valeur dans le cadre de regroupement d'entreprises selon IFRS 3, amortie en fonction des livraisons contractuelles effectives ;
- des actifs relevant des contrats de concessions rentrant dans le champ d'application d'IFRIC 12 selon le « modèle incorporel » (voir note 1.3.13.2.4) ;
- de la technologie liée aux activités de chaudiériste nucléaire et de fabricant de grappes de commande et d'assemblages de combustible nucléaire (Framatome) dont notamment : codes et méthodes, technologie EPR, brevets et secrets de fabrication, amortis linéairement sur leur durée d'utilité ;
- des contrats et relations clients acquis, amortis sur leur durée d'utilité.

1.3.11.2.3 Activités de prospection, d'exploration et de production d'hydrocarbures

Le Groupe applique la norme IFRS 6 « Prospection et évaluation de ressources minérales ».

Les dépenses de prospection et d'exploration et les coûts engagés dans le cadre d'études géologiques, de tests d'exploration, de repérages géologiques ou géophysiques ainsi que les coûts associés aux forages exploratoires sont constatés en actifs incorporels et intégralement amortis sur l'année au cours de laquelle ils sont encourus.

Les coûts de développement associés aux puits commercialement exploitables ainsi que les investissements d'extraction et de stockage des hydrocarbures sont comptabilisés en « Immobilisations de production et autres immobilisations du domaine propre » ou en « Immobilisations en concessions des autres activités » selon qu'ils relèvent ou non d'une activité concédée.

Ils sont amortis selon la méthode des unités de production (UOP).

1.3.12 Immobilisations en concessions, immobilisations de production et autres immobilisations corporelles

Les immobilisations du Groupe sont présentées sur trois rubriques à l'actif du bilan, en fonction de l'activité et du cadre contractuel dans lesquels elles sont utilisées :

- immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France ;
- immobilisations en concessions des autres activités ;
- immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre.

1.3.12.1 Évaluation initiale

Les immobilisations sont évaluées à leur coût d'acquisition ou à leur coût de production.

- Le coût des installations réalisées en interne comprend tous les coûts de main-d'œuvre, de pièces et tous les autres coûts de production incorporables à la construction de l'actif.
- Les coûts d'emprunt attribuables au financement d'un actif et encourus pendant la période de construction sont inclus dans la valeur de l'immobilisation, dès lors qu'il s'agit d'actifs qualifiés au sens d'IAS 23 « Coûts d'emprunt ».
- Le coût des immobilisations comprend également l'estimation initiale des coûts de déconstruction. Ces coûts sont comptabilisés à l'actif en contrepartie des provisions constituées au titre de ces obligations. À la date de mise en service, ces actifs sont évalués et valorisés aux mêmes conditions que la provision dont ils sont la contrepartie (voir note 1.3.21).

- Pour les installations de productions nucléaires, aux coûts de déconstruction s'ajoutent les coûts des derniers cœurs (voir note 1.3.21).

Quand une partie de la déconstruction d'une centrale est à la charge d'un partenaire, le remboursement attendu a été comptabilisé à l'actif en produit à recevoir, et la différence entre la provision et le produit à recevoir est enregistrée en « Immobilisations corporelles ». Par la suite, les versements du partenaire viennent minorer le produit à recevoir.

Les dépenses de sécurité engagées à la suite d'obligations légales ou réglementaires sous peine d'interdictions administratives d'exploitation sont immobilisées.

Les pièces de sécurité stratégiques des installations de production constituent des immobilisations corporelles. Elles sont amorties sur la durée de vie résiduelle des installations.

Les inspections majeures nécessaires à la poursuite de l'exploitation des installations de production sont immobilisées et amorties sur la durée correspondant à l'intervalle entre deux inspections.

Lorsque des éléments constitutifs d'un actif se distinguent par des durées d'utilité différentes de cet actif, ils donnent lieu à l'identification d'un composant qui est amorti sur une durée qui lui est propre.

1.3.12.2 Mode et durées d'amortissement

Les immobilisations sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité, définie comme la période sur laquelle le Groupe prévoit de retirer de leur utilisation un avantage économique futur.

En fonction des dispositions réglementaires ou contractuelles propres à chaque pays, les durées d'utilité attendues pour les principaux ouvrages sont les suivantes :

- barrages hydroélectriques 75 ans ;
- matériel électromécanique des usines hydroélectriques 50 ans ;
- centrales thermiques à flamme 25 à 45 ans ;
- installations de production nucléaire :
 - France 40 à 50 ans,
 - autres pays 35 à 60 ans ;
- installations de transport et de distribution (lignes, postes de transformation) 20 à 50 ans ;
- installations éoliennes et photovoltaïques 20 à 25 ans.

1.3.13 Contrats de concession

1.3.13.1 Méthodes comptables

La comptabilisation de contrats publics ou privés prend en compte la nature des contrats et leurs dispositions contractuelles spécifiques.

Pour la majeure partie de ses contrats de concessions hors production et distribution de chaleur, le Groupe considère qu'en substance, les concédants ne disposent pas des éléments déterminants qui caractérisent le contrôle des infrastructures au sens d'IFRIC 12.

1.3.13.2 Concessions en France

En France, le Groupe est concessionnaire de quatre types de concessions de service public :

- les concessions de distribution publique d'électricité, dont les concédants sont les collectivités locales (communes ou syndicats de communes) ;
- les concessions de forces hydrauliques, dont le concédant est l'État ;
- la concession du réseau public de transport dont le concédant est l'État ;
- des concessions de production et distribution de chaleur, dont les concédants sont des collectivités publiques.

1.3.13.2.1 Concessions de distribution publique d'électricité

Cadre général

Depuis la loi du 8 avril 1946, le groupe EDF est le concessionnaire unique chargé par la loi de l'exploitation de l'essentiel des réseaux de distribution publique en France.

Le traitement comptable des concessions repose sur les contrats de concession et particulièrement sur leurs clauses spécifiques. Il prend en compte l'éventualité que le statut de concessionnaire obligé du groupe EDF puisse un jour être remis en cause.

D'une manière générale, ces contrats ont une durée de 20 à 30 ans et relèvent d'un cahier des charges-type des concessions de 1992 (mis à jour en 2007) négocié avec la FNCCR (Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies) et approuvé par les pouvoirs publics.

Constatation des actifs comme immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France

Les actifs utilisés par le groupe EDF dans le cadre de contrats de concession de distribution publique d'électricité en France sont regroupés sur une ligne particulière de l'actif du bilan, quel que soit leur propriétaire (concedant ou concessionnaire), pour leur coût d'acquisition ou à leur valeur estimée d'apport pour les biens remis par le concedant.

1.3.13.2 Concessions de forces hydrauliques

Les contrats de concession de force hydraulique relèvent d'un cahier des charges-type approuvé par décret. Les immobilisations concédées comprennent les seuls ouvrages de production hydraulique (barrages, conduites, turbines...) pour les concessions initiales et, pour les autres concessions, les ouvrages de production hydraulique et les ouvrages d'évacuation d'électricité (alternateurs...).

Les actifs utilisés dans le cadre des contrats de concession, qu'il s'agisse des biens concédés ou des biens du domaine propre, sont inscrits en « Immobilisations en concessions des autres activités » pour leur coût d'acquisition.

1.3.13.3 Concession du réseau public de transport

Les biens affectés à la concession du réseau public de transport sont par la loi propriété de Réseau de Transport d'Électricité (RTE). Suite à la perte de contrôle de RTE depuis le 31 décembre 2010, ces actifs participent au calcul de la valeur d'équivalence de RTE au bilan consolidé du Groupe.

1.3.13.4 Concession de production et de distribution de chaleur

Les contrats de concession de production et de distribution de chaleur conclus par Dalkia avec des collectivités publiques se caractérisent par un droit d'exploiter, pour une durée limitée et sous le contrôle du concedant, les installations remises par ce dernier ou construites à sa demande.

Ces contrats fixent les conditions de rémunérations et de transfert des installations au concedant ou à un autre tiers successeur à l'expiration du contrat.

Les actifs sont comptabilisés en actifs incorporels conformément à l'interprétation IFRIC 12 « Accords de concession de services ».

1.3.13.3 Concessions à l'étranger

Les dispositions relatives aux concessions à l'étranger varient en fonction des contrats et des législations nationales. Les biens relevant d'une activité de concession à l'étranger sont principalement comptabilisés en « Immobilisations en concession des autres activités ». Les concessions à l'étranger concernent essentiellement Edison en Italie, qui est concessionnaire de sites de production d'hydrocarbures, de sites de stockage de gaz, de réseaux de distribution locale de gaz et de sites de production hydraulique. Edison est propriétaire des actifs, à l'exception d'une partie des immobilisations corporelles des sites de production hydraulique, qui sont remises gratuitement ou font l'objet d'une indemnisation à l'échéance de la concession. Certains contrats de concession sont comptabilisés en actifs incorporels conformément à IFRIC 12.

Les actifs de production hydraulique qui sont remis gratuitement à la fin de la concession sont amortis sur la durée de la concession. Les sites de production d'hydrocarbures sont comptabilisés conformément aux règles applicables à ce secteur (note 1.3.11.2.3).

1.3.14 Contrats de location

Dans le cadre de ses activités, le Groupe utilise des actifs mis à sa disposition, ou met à disposition de preneurs des actifs, en vertu de contrats de location. Ces contrats de location font l'objet d'une analyse au regard des situations décrites et indicateurs fournis par la norme IAS 17 afin de déterminer s'il s'agit de contrats de location simple ou de contrats de location-financement.

1.3.14.1 Contrats de location-financement

Les contrats ayant pour effet de transférer au preneur la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété des biens loués sont qualifiés de contrats de location-financement. Les critères examinés par le Groupe afin d'apprécier si un contrat de location transfère la quasi-totalité des risques et avantages sont notamment :

- le rapport entre la durée des contrats des actifs loués et la durée de vie des actifs objets de ces contrats ;
- le total des paiements futurs actualisés rapporté à la juste valeur de l'actif financé ;
- l'existence d'un transfert de propriété à l'issue du contrat de location ;
- l'existence d'une option d'achat favorable ;
- la nature spécifique de l'actif loué.

Les actifs utilisés dans le cadre de contrats de location-financement sont sortis du bilan du bailleur et sont enregistrés dans les rubriques d'immobilisations concernées chez le preneur. Ces immobilisations corporelles sont amorties sur leur durée d'utilisation ou, lorsqu'elle est plus courte, sur la durée du contrat de location correspondant.

La contrepartie correspond à un passif financier chez le preneur et à un actif financier chez le bailleur.

Lorsque le Groupe réalise une opération de cession-bail qui débouche sur un contrat de location-financement, cette opération est comptabilisée conformément aux principes énoncés ci-dessus. Dans le cas où le prix de cession est supérieur à la valeur comptable de l'actif, l'excédent est différé et amorti sur la durée du contrat de location.

1.3.14.2 Contrats de location simple

Les contrats de location ne correspondant pas à la définition d'un contrat de location-financement sont qualifiés de contrat de location simple et comptabilisés comme tels. Les charges de loyer sont réparties linéairement sur la durée du contrat de location.

1.3.14.3 Accords qui contiennent des contrats de location

Conformément à l'interprétation IFRIC 4, le Groupe identifie les accords qui, bien que n'ayant pas la forme juridique d'un contrat de location, transfèrent le droit de contrôler l'utilisation d'un actif ou d'un groupe d'actifs spécifiques au preneur du contrat.

Les accords ainsi identifiés sont assimilés à des contrats de location et sont analysés au regard des dispositions de la norme IAS 17 en tant que tels pour être qualifiés soit de contrat de location simple soit de contrat de location-financement.

1.3.15 Pertes de valeur des goodwill, immobilisations incorporelles et corporelles

À chaque arrêté et conformément à la norme IAS 36, le Groupe détermine s'il existe un indice montrant qu'un actif a pu perdre notablement de la valeur. Par ailleurs, au moins une fois par exercice, le Groupe effectue un test de dépréciation des unités Génératrices de Trésorerie (UGT) ou groupes d'UGT comprenant un actif incorporel à durée de vie indéterminée ou auxquelles tout ou partie d'un goodwill a été affecté.

Les tests de dépréciation sont réalisés selon les modalités suivantes :

- Le Groupe mesure les éventuelles pertes de valeur des actifs à long terme et des goodwill par comparaison entre la valeur comptable de ces actifs, le cas échéant regroupés au sein d'UGT, et leur valeur recouvrable ;
- les UGT correspondent à des ensembles homogènes générant des flux identifiables indépendants. Elles reflètent la manière dont les activités sont gérées au sein du Groupe : il peut s'agir d'un sous-groupe lorsque l'activité est optimisée de façon globale en son sein ou bien d'UGT déterminées au sein d'un sous-groupe correspondant à différents types d'activités (thermique, renouvelable, services) lorsque ces dernières sont gérées indépendamment. Les goodwill sont affectés aux UGT bénéficiant des synergies provenant de l'acquisition ;
- la valeur recouvrable de ces UGT est la valeur la plus élevée entre la juste valeur nette des coûts de sortie et la valeur d'utilité. Lorsque cette valeur recouvrable

est inférieure à la valeur inscrite au bilan, une perte de valeur est comptabilisée pour la différence en « Pertes de valeur », en s'imputant en priorité sur les goodwill puis sur les actifs immobilisés de l'UGT concernée ;

- la juste valeur correspond au prix potentiel qui serait reçu de la vente de l'actif lors d'une transaction normale entre des acteurs économiques ;
- le calcul de la valeur d'utilité repose sur la projection de flux de trésorerie futurs :
 - sur un horizon cohérent avec la durée de vie et/ou d'exploitation de l'actif,
 - pour certains actifs incorporels à durée de vie indéfinie (exemple : marques), au-delà de l'horizon observable ou modélisable, une valeur terminale est déterminée sur la base d'une actualisation à l'infini d'un flux normatif,
 - n'intégrant pas de projets de développement autres que ceux actés à la date d'évaluation,
 - actualisés à un taux reflétant le profil de risque de l'actif ou de l'UGT ;
- les taux d'actualisation retenus s'appuient sur le Coût Moyen Pondéré du Capital (CMPC) de chacun des actifs ou groupes d'actifs concernés. Ils sont déterminés par zone géographique et par activité selon la méthode du MEDAF. Les CMPC sont calculés après impôts ;
- les flux de trésorerie futurs sont calculés sur la base de la meilleure information disponible à la date d'évaluation ;
 - pour les premières années, les flux correspondent au Plan à Moyen Terme (PMT). Sur l'horizon du PMT, les prix de l'énergie et des matières premières sont déterminés sur la base des prix *forward* disponibles et tiennent compte des couvertures,
 - au-delà de l'horizon du PMT, les flux sont estimés sur la base d'hypothèses de long terme élaborées pour chaque pays dans lequel le Groupe contrôle des actifs industriels et pour chaque énergie, dans le cadre d'un processus mis à jour annuellement. Les prix à moyen et long terme de l'électricité sont le résultat d'une construction analytique assemblant d'une part différentes briques d'hypothèses telles que la croissance économique, le prix des matières premières (pétrole, gaz, charbon) et du CO₂, la demande en électricité, les interconnexions, les évolutions du mix énergétique (développement des énergies renouvelables, capacité nucléaire installée...) et d'autre part, des modèles fondamentaux d'équilibre entre l'offre et la demande. Sur chaque objet d'hypothèse, le Groupe s'appuie notamment sur les analyses d'organismes externes (par exemple pour les matières premières et le CO₂, qui influent au premier ordre sur le prix de l'électricité, le Groupe va comparer ses scénarios avec ceux d'organismes tels que l'AIE, IHS ou encore Wood Mackenzie, sachant que chacun de ces analystes propose lui-même un cône de scénarios correspondant à des environnements macroéconomiques différents),
 - les revenus liés aux mécanismes de capacité sont également pris en compte dans la valorisation des actifs de production, le cas échéant dès l'horizon du PMT, dès lors que les pays ont introduit ou annoncé la mise en place d'un système de rémunération de capacité.

Plusieurs variables sont susceptibles d'influencer significativement les calculs :

- les évolutions des taux d'actualisation ;
- les évolutions des prix de marché de l'énergie et des matières premières et de la réglementation tarifaire ;
- l'évolution de la demande et la part de marché du Groupe ainsi que le taux d'attrition des portefeuilles clientèle ;
- la durée d'utilité des installations ou la durée des contrats de concession, le cas échéant ;
- les taux de croissance retenus au-delà des plans à moyen terme et les valeurs terminales considérées, le cas échéant.

Les pertes de valeur comptabilisées relatives à des goodwill sont irréversibles.

1.3.16 Actifs et passifs financiers

Les actifs financiers comprennent les titres disponibles à la vente (titres de participation non consolidés, titres de placement et certains actifs dédiés), les prêts et créances au coût amorti y compris les créances clients et comptes rattachés ainsi que la juste valeur positive des instruments financiers dérivés.

Les titres disponibles à la vente affectés aux actifs dédiés sont présentés en note 47.

Les passifs financiers comprennent les emprunts et dettes financières, les dettes fournisseurs et comptes associés, les concours bancaires et la juste valeur négative des instruments financiers dérivés.

Les actifs et passifs financiers sont présentés au bilan en actifs ou passifs courants ou non courants selon que leur échéance est inférieure ou supérieure à un an, à l'exception des dérivés de transaction qui sont systématiquement classés en courant.

Les dettes et créances d'exploitation ainsi que la trésorerie et équivalents de trésorerie entrent dans le champ d'application de la norme IAS 39 ; ils sont présentés distinctement au bilan.

1.3.16.1 Modalités d'évaluation des actifs et passifs financiers

Les instruments financiers sont évalués à leur juste valeur, qui correspond au prix qui serait reçu pour la vente d'un actif ou payé pour le transfert d'un passif lors d'une transaction normale constatée sur le marché principal ou le plus avantageux, à la date d'évaluation.

En règle générale, les méthodes de valorisation retenues par niveau sont les suivantes :

- niveau 1 (cours cotés non ajustés) : cours auxquels l'entité peut avoir accès à la date d'évaluation, sur des marchés actifs, pour des actifs ou des passifs identiques ;
- niveau 2 (données observables) : données concernant l'actif ou le passif autres que les cours de marché inclus dans les données d'entrée de niveau 1, qui sont observables directement (tel qu'un prix) ou indirectement (c'est-à-dire déduites de prix observables) ;
- niveau 3 (données non observables) : données non observables sur un marché, y compris les données observables faisant l'objet d'ajustements significatifs. Sont principalement concernés dans le Groupe certains titres de participations non consolidées.

1.3.16.1.1 Actifs et passifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat

Les actifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat sont désignés comme tels à l'initiation de l'opération si :

- ils ont été acquis dès l'origine avec l'intention de revente à brève échéance ;
- il s'agit de dérivés non qualifiés de couverture (dérivés de transaction) ;
- le Groupe a choisi de les classer dans cette catégorie selon l'option offerte par la norme IAS 39.

Ces actifs sont comptabilisés à la date de transaction à la juste valeur, laquelle est le plus souvent égale au montant de trésorerie décaissé. Les coûts de transaction directement attribuables à l'acquisition sont constatés en résultat. À chaque date d'arrêté comptable, ils sont évalués à leur juste valeur, déterminée soit sur la base de prix cotés, disponibles auprès de contributeurs externes pour les instruments financiers cotés, soit selon des techniques d'évaluation reconnues telles que la méthode des flux futurs actualisés ou selon des références externes pour les autres instruments financiers.

Les variations de juste valeur des instruments autres que ceux portant sur des matières premières sont enregistrées au compte de résultat dans la rubrique « Autres produits et charges financiers ».

Les dividendes et intérêts perçus sur ces actifs évalués à la juste valeur sont comptabilisés en résultat en « Autres produits financiers ».

Les variations de juste valeur des contrats de matières premières de négoce (*trading*) sont enregistrées dans la rubrique « Chiffre d'affaires » du compte de résultat.

Les variations de juste valeur des opérations relatives aux matières premières, hors activité de *trading*, sont isolées au niveau d'une ligne particulière du compte de résultat intitulée « Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de *trading* », en dessous de l'excédent brut d'exploitation. Il s'agit d'opérations entrant dans le périmètre d'IAS 39 et qui, comptablement, ne sont pas éligibles à la comptabilité de couverture ou ne peuvent prétendre à l'exception prévue au titre de l'activité normale par IAS 39 (voir note 1.3.16.1.6).

En ce qui concerne l'option sur la juste valeur par résultat, le Groupe classe un actif ou un passif dans la catégorie « juste valeur sur option » dans les trois cas suivants :

- élimination ou réduction significative d'une incohérence dans la méthode d'évaluation d'actifs ou de passifs ;
- gestion de la performance d'un groupe d'actifs/passifs à la juste valeur, conformément aux stratégies documentées et au reporting effectué auprès du management ;
- contrat avec un ou plusieurs dérivés incorporés. Il est alors possible de classer l'instrument hybride dans la catégorie juste valeur sur option, sauf si :
 - le dérivé incorporé ne modifie pas substantiellement les flux de trésorerie du contrat,
 - l'analyse des caractéristiques du contrat hôte et du dérivé incorporé n'induit pas une séparation du dérivé incorporé.

1.3.16.1.2 Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance

Sont classés dans cette catégorie les actifs financiers à maturité fixe que le Groupe a acquis avec l'intention et la capacité de les détenir jusqu'à leur échéance. Ils sont comptabilisés au coût amorti, à la date de transaction. Les intérêts comptabilisés au taux d'intérêt effectif sont enregistrés dans la rubrique « Autres produits et charges financiers » du compte de résultat.

1.3.16.1.3 Prêts et créances financières

Les prêts et créances financières sont évalués et comptabilisés, à la date de transaction, au coût amorti diminué d'une éventuelle dépréciation.

Les intérêts reconnus au taux d'intérêt effectif sont comptabilisés dans le poste « Autres produits et charges financiers » du compte de résultat.

1.3.16.1.4 Actifs financiers disponibles à la vente

Les actifs financiers disponibles à la vente comprennent les titres de participation dans les sociétés non consolidées, les titres de placement, les fonds réservés ainsi que certains actifs dédiés.

Lors de la comptabilisation initiale, les actifs financiers disponibles à la vente sont mesurés à leur juste valeur augmentée des coûts de transaction attribuables à leur acquisition. À chaque arrêté, les titres sont évalués à la juste valeur.

Leur évaluation à la juste valeur est déterminée sur la base de prix cotés disponibles auprès de contributeurs externes pour les instruments financiers cotés sur un marché actif. La juste valeur est déterminée selon la méthode des flux futurs actualisés pour les autres instruments financiers. Pour les actions non cotées sur un marché actif et dont la juste valeur ne peut être déterminée de manière fiable, ces actions sont enregistrées au coût d'acquisition.

Les plus-values ou moins-values latentes sur ces actifs financiers disponibles à la vente sont constatées en capitaux propres, sauf en cas de perte avérée auquel cas une dépréciation est constatée en résultat financier (voir note 1.3.16.2.2).

Pour les actifs financiers disponibles à la vente représentant les titres de dettes, les produits d'intérêts calculés selon la méthode du taux d'intérêt effectif sont crédités au compte de résultat dans le poste « Autres produits et charges financiers ».

1.3.16.1.5 Emprunts et dettes financières

En dehors des modalités spécifiques liées à la comptabilité de couverture (voir note 1.3.16.1.6(A)), les emprunts et dettes financières sont comptabilisés selon la méthode du coût amorti avec séparation éventuelle des dérivés incorporés. Les charges d'intérêts calculées selon la méthode du taux d'intérêt effectif sont comptabilisées au compte de résultat dans le poste « Coût de l'endettement financier brut » sur la durée de la dette ou de l'emprunt financier.

1.3.16.1.6 Instruments financiers dérivés

Champ d'application

Le champ d'application des instruments financiers dérivés a été défini par le Groupe conformément aux dispositions et principes de la norme IAS 39.

En particulier, les contrats d'achat et de vente à terme avec livraison physique d'énergie ou de matières premières sont considérés comme exclus du champ d'application de la norme IAS 39, dès lors que ces contrats ont été conclus dans le cadre de l'activité dite « normale » du Groupe. Cette qualification est démontrée dès que les conditions suivantes sont réunies :

- une livraison physique intervient systématiquement ;

- les volumes achetés (vendus) au titre de ces contrats correspondent aux besoins d'exploitation du Groupe ;

- les contrats ne sont pas assimilables à des ventes d'option au sens de la norme. Dans le cas particulier des contrats de vente d'électricité, le contrat est assimilable à une vente à terme ferme ou s'apparente à une vente de capacité.

Le Groupe considère ainsi que les transactions négociées dans l'objectif d'un équilibrage en volumes entre engagements d'achat et de vente d'électricité entrent dans le cadre de son métier d'électricien intégré et sont exclues du champ d'application de la norme IAS 39.

Conformément aux principes de la norme IAS 39, le Groupe analyse l'ensemble de ses contrats, portant sur des éléments financiers ou non financiers, afin d'identifier l'existence d'éventuels instruments dérivés dits « incorporés ». Toute composante d'un contrat qui affecte les flux du contrat concerné de manière analogue à celle d'un instrument financier dérivé autonome répond à la définition d'un dérivé incorporé au contrat. Si les conditions prévues par la norme sont réunies, un dérivé incorporé est comptabilisé séparément à la mise en place du contrat.

Évaluation et comptabilisation

Les instruments financiers dérivés sont évalués à leur juste valeur. Cette juste valeur est déterminée sur la base de prix cotés et de données de marché, disponibles auprès de contributeurs externes. En l'absence de prix cotés, le Groupe peut faire référence à des transactions récentes comparables ou, à défaut, utiliser une valorisation fondée sur des modèles internes reconnus par les intervenants sur le marché et privilégiant des données directement dérivées de données observables telles que des cotations de gré à gré.

La variation de juste valeur de ces instruments dérivés est enregistrée au compte de résultat sauf lorsqu'ils sont désignés comme instruments de couverture dans une couverture de flux de trésorerie ou d'un investissement net. Dans ce dernier cas, les variations de valeur des instruments de couverture sont comptabilisées directement en capitaux propres, hors part inefficace des couvertures.

Dans le cas particulier des instruments financiers négociés dans le cadre des activités de trading, les résultats réalisés et latents sont présentés en net dans la rubrique « Chiffre d'affaires ».

En application d'IFRS 13, la juste valeur des instruments dérivés intègre le risque de crédit de la contrepartie pour les dérivés actifs et le risque de crédit propre pour les dérivés passifs. Les probabilités de défaut utilisées dans l'évaluation de ce risque de crédit reposent sur des données historiques.

Instruments financiers dérivés qualifiés de couverture

Le groupe EDF utilise des instruments dérivés pour couvrir ses risques de change et de taux ainsi que ceux liés à certains contrats de matières premières.

Le Groupe applique les critères prévus par la norme IAS 39 afin de qualifier une opération pour la comptabilité de couverture :

- l'opération de couverture doit couvrir les variations de juste valeur ou des flux de trésorerie imputables au risque couvert, et l'efficacité de la couverture (représentant le niveau de compensation des variations de valeur de l'instrument de couverture avec celles de l'élément couvert ou de la transaction future) se situe dans une fourchette comprise entre 80 % et 125 % ;
- en ce qui concerne les opérations de couverture de flux de trésorerie, la transaction future, objet de la couverture, doit être hautement probable ;
- l'efficacité de la couverture est déterminée de manière fiable ;
- l'opération de couverture est étayée par une documentation adéquate dès sa mise en place.

La relation de couverture prend fin dès lors que :

- un instrument dérivé cesse d'être un instrument de couverture efficace ;
- un instrument dérivé échoit, est vendu, annulé ou exercé ;
- l'élément couvert est arrivé à échéance, a été vendu ou remboursé ;
- une transaction future n'est plus considérée comme hautement probable.

Seuls les instruments dérivés externes au Groupe et les instruments dérivés internes donnant lieu à un retournement à l'extérieur du Groupe sont réputés éligibles à la comptabilité de couverture.

Le Groupe retient la typologie de couverture suivante :

(A) Couverture de juste valeur

Il s'agit d'une couverture des variations de juste valeur d'un actif ou passif comptabilisé au bilan ou d'un engagement ferme d'acheter ou de vendre un actif. Les variations de juste valeur de l'élément couvert attribuables à la composante couverte sont enregistrées en résultat et compensées par les variations symétriques de juste valeur de l'instrument de couverture, seule la fraction inefficace de la couverture impactant le résultat.

Les emprunts et dettes financières comportent des emprunts obligataires faisant l'objet d'une relation de couverture de juste valeur. Leur valeur au bilan est ajustée des variations de juste valeur au titre des risques couverts (change et taux) en application de la comptabilité de couverture.

(B) Couverture de flux de trésorerie

Il s'agit d'une couverture de transactions futures hautement probables pour lesquelles les variations de flux de trésorerie générées par l'élément couvert sont compensées par les variations de valeur de l'instrument de couverture.

Les variations cumulées de juste valeur sont enregistrées dans une rubrique des capitaux propres pour leur partie efficace et en résultat pour la partie inefficace (correspondant à l'excédent de variations de juste valeur de l'instrument de couverture par rapport aux variations de juste valeur de l'élément couvert).

Lorsque les flux de trésorerie couverts se matérialisent, les montants jusqu'alors enregistrés en capitaux propres sont repris au compte de résultat symétriquement aux flux de l'élément couvert.

(C) Couverture d'un investissement net

Il s'agit de couvrir l'exposition au risque de change associé à un investissement net dans une entité n'ayant pas la même monnaie fonctionnelle que le Groupe. Les variations cumulées de juste valeur des instruments de couverture sont enregistrées en capitaux propres pour leur partie considérée comme efficace jusqu'à la cession ou la liquidation de l'investissement net, date à laquelle ce montant est comptabilisé en résultat de cession. La partie inefficace de la couverture (déterminée selon les mêmes modalités que pour une couverture de flux futurs) est enregistrée directement en résultat.

Le Groupe enregistre les variations de valeur liées à l'effet change et à l'effet taux des dérivés de couverture d'investissement net à l'étranger en capitaux propres.

1.3.16.2 Dépréciation des actifs financiers

À chaque date d'arrêté des comptes, le Groupe apprécie s'il existe une indication objective de dépréciation d'un actif. Si tel est le cas, le Groupe estime la valeur recouvrable de l'actif et comptabilise une éventuelle perte de valeur en fonction de la catégorie d'actif concerné.

1.3.16.2.1 Dépréciation d'actifs financiers comptabilisés au coût amorti

Le montant de la perte est égal à la différence entre la valeur nette comptable de l'actif et la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs attendus déterminée au taux d'intérêt effectif d'origine de l'instrument financier. Le montant de la perte est inclus dans le poste « Autres produits et charges financiers » du compte de résultat. Si, au cours d'un exercice ultérieur, la perte diminue, la variation est reprise en résultat.

1.3.16.2.2 Dépréciation d'actifs financiers disponibles à la vente

S'il existe une baisse importante ou prolongée de la juste valeur des actifs disponibles à la vente, la moins-value latente est reclassée des capitaux propres au résultat de l'exercice. Pour les instruments de dette, une dépréciation n'est enregistrée en résultat qu'en présence d'un indice de dépréciation en lien avec la contrepartie. Si, au cours d'une période ultérieure, la juste valeur d'un actif disponible à la vente augmente, l'accroissement de valeur est inscrit en capitaux propres pour les instruments de capitaux propres tandis qu'il motive une reprise en résultat de la dépréciation antérieurement constatée pour les instruments de dettes.

Les modalités d'application des critères de dépréciation sont différenciées suivant la nature des actifs financiers disponibles à la vente.

Pour les actifs financiers disponibles à la vente hors actifs dédiés détenus par les sociétés contrôlées, le Groupe retient comme critères de dépréciation :

- une durée de 3 ans comme seuil d'appréciation d'une perte prolongée ;
- une baisse de 50 % par rapport à son coût historique pour apprécier le caractère important de la perte de valeur.

Pour les actifs financiers disponibles à la vente détenus dans le cadre des actifs dédiés d'EDF, le Groupe retient comme critères de dépréciation :

- une durée de 5 ans comme seuil d'appréciation d'une perte prolongée ;
- une baisse de 40 % par rapport à la valeur historique du portefeuille pour apprécier le caractère important de la perte de valeur.

En effet, s'agissant du portefeuille d'actifs dédiés, le Groupe prend en considération les éléments propres à leur nature : des obligations légales et réglementaires attachées à ces fonds, l'échéance des décaissements qu'ils financeront et la gestion à long terme de ces fonds.

1.3.16.3 Décomptabilisation des actifs et passifs financiers

Le Groupe décomptabilise un actif financier lorsque :

- les droits contractuels aux flux de trésorerie générés par l'actif expirent, ou
- le Groupe transfère les droits à recevoir les flux de trésorerie contractuels liés à l'actif financier du fait du transfert de la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété de cet actif.

Tout intérêt créé ou conservé par le Groupe dans des actifs financiers transférés est comptabilisé séparément comme actif ou passif.

Le Groupe décomptabilise un passif financier lorsque ses obligations contractuelles sont éteintes, annulées ou arrivent à expiration. Lorsqu'une restructuration de dette a lieu avec un prêteur, et que les termes sont substantiellement différents, le Groupe enregistre un nouveau passif.

1.3.16.4 Opérations de mobilisation de créances

Lorsqu'il est démontré que le Groupe a transféré substantiellement les avantages et les risques liés aux créances cédées, notamment le risque de crédit, ces dernières sont décomptabilisées.

Dans le cas contraire, l'opération s'apparente à une opération de financement, et les créances sont par conséquent maintenues à l'actif du bilan avec comptabilisation d'un passif financier en contrepartie.

1.3.16.5 Compensation des actifs et des passifs financiers

Le Groupe compense les actifs et passifs financiers lorsque :

- il existe un droit juridiquement exécutoire de compenser les montants comptabilisés, et
- l'intention est de régler le montant net, ou de réaliser l'actif et le passif simultanément.

En application d'IFRS 7, des informations sont fournies dans l'annexe aux comptes consolidés visant à apprécier l'incidence actuelle ou potentielle des accords de compensation.

1.3.17 Stocks et en-cours

Les stocks sont évalués au plus faible de leur coût historique et de leur valeur nette de réalisation, à l'exception des stocks détenus dans le cadre des activités de *trading*, qui sont évalués à leur valeur de marché. Les consommations de stocks sont généralement valorisées en utilisant la méthode du coût unitaire moyen pondéré.

Le coût d'entrée des stocks comprend tous les coûts directs de matières, les coûts de main-d'œuvre ainsi que l'affectation des coûts indirects de production.

1.3.17.1 Matières et combustible nucléaires

Sont enregistrés dans les comptes de stocks :

- les matières nucléaires, quelle que soit leur forme dans le cycle de fabrication du combustible ;
- et les éléments combustibles, qu'ils soient en entrepôt ou en réacteur.

Les matières et combustible nucléaires ainsi que les en-cours de production sont évalués en fonction des coûts directs de fabrication incluant les matières, la main-d'œuvre ainsi que les prestations sous-traitées (fluoration, enrichissement, fabrication...).

Selon les obligations réglementaires propres à chaque pays, les stocks de combustible (neufs ou partiellement consommés) peuvent également comprendre les charges pour gestion du combustible usé et pour gestion à long terme des déchets radioactifs, trouvant leur contrepartie dans les passifs concernés (provisions ou dettes) ou les contributions libératoires versées au moment du chargement.

Conformément à IAS 23, les charges financières engendrées par le financement des stocks de combustible nucléaire sont enregistrées en charges de période dans la mesure où ces stocks sont produits de façon répétitive et en grande quantité.

Les consommations de combustible nucléaire sont déterminées au prorata de la production prévue lors du chargement en réacteur. Ces quantités sont valorisées au coût moyen pondéré du stock. L'épuisement prévisionnel des quantités donne lieu périodiquement à correction du stock sur la base de mesures neutroniques et d'inventaires.

1.3.17.2 Autres stocks d'exploitation

Sont enregistrés dans ces comptes de stocks :

- les matières fossiles nécessaires à l'exploitation des centrales thermiques à flamme ;
- les matières et matériels d'exploitation tels que les pièces de rechange approvisionnées dans le cadre d'un programme de maintenance (hors pièces de sécurité stratégiques immobilisées) ;
- les certificats relatifs aux différents dispositifs environnementaux (voir note 1.3.27) ;
- les certificats relatifs aux mécanismes d'obligation de capacité (garanties de capacité en France) (voir note 4.3) ;
- les en-cours de production de biens et de services liés notamment aux activités d'EDF Énergies Nouvelles, de Dalkia et de Framatome ;
- les stocks de gaz.

Hors activités de *trading*, les autres stocks d'exploitation sont généralement évalués selon la méthode du coût moyen pondéré en incluant les coûts d'achat directs et indirects.

Les dépréciations constatées pour les pièces de rechange dépendent principalement du taux de rotation de ces pièces.

Les stocks détenus dans le cadre d'activités de *trading* sont évalués en valeur de marché.

1.3.18 Clients et comptes rattachés

Lors de leur comptabilisation initiale, les créances clients et comptes rattachés sont comptabilisés à la juste valeur de la contrepartie reçue ou à recevoir. Une dépréciation est constatée lorsque leur valeur d'inventaire, reposant sur la probabilité de leur recouvrement déterminée en fonction de la typologie des créances, est inférieure à leur valeur comptable. Selon la nature des créances, le risque assorti aux créances douteuses est apprécié individuellement ou à partir de méthodes statistiques tirées de l'expérience.

Les clients et comptes rattachés incluent également le montant des factures à établir relatives à l'énergie livrée et non facturée.

1.3.19 Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont constitués des liquidités immédiatement disponibles et des placements à très court terme facilement convertibles en un montant connu de trésorerie dont l'échéance à la date d'acquisition est généralement inférieure ou égale à trois mois et qui sont soumis à un risque négligeable de changement de valeur.

Les titres détenus à court terme et classés en « Équivalents de trésorerie » sont comptabilisés à la juste valeur avec les variations de juste valeur en « Autres produits et charges financiers ».

1.3.20 Capitaux propres

1.3.20.1 Écart de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers

Les écarts de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers proviennent de la réévaluation à la juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente et de certains instruments de couverture.

1.3.20.2 Frais d'émission de capital

Seuls les coûts externes expressément liés à l'augmentation de capital constituent des frais d'émission de titres. Ils sont imputés sur la prime d'émission pour leur montant net d'impôt.

Les autres coûts constituent des charges de l'exercice.

1.3.20.3 Actions propres

Les actions propres sont des titres émis par EDF et détenus soit par elle-même soit par les autres membres du groupe consolidé. Elles sont enregistrées pour leur coût d'acquisition en diminution des capitaux propres jusqu'à leur date de cession. Les résultats nets de cession de ces titres sont imputés directement dans les capitaux propres et ne contribuent pas au résultat de l'exercice.

1.3.20.4 Titres subordonnés à durée indéterminée

EDF a lancé en 2013 et 2014 l'émission en plusieurs tranches de titres subordonnés à durée indéterminée en euros, dollars américains et livres sterling (émission « hybride »). Les options de remboursement de ces émissions sont à la main d'EDF à l'issue d'une période minimum qui diffère selon les termes des émissions puis à chaque date de paiement d'intérêts à l'issue de cette période, ou en cas de survenance de certains cas très spécifiques (évolution du référentiel comptable IFRS ou du régime fiscal par exemple). La rémunération annuelle est fixe et réévaluée en fonction de clauses contractuelles qui diffèrent selon les termes des émissions. Il n'y a aucune obligation de versement d'une rémunération par EDF du fait de l'existence de clauses contractuelles lui permettant d'en différer indéfiniment le versement. Ces clauses prévoient néanmoins un versement obligatoire des rémunérations différées en cas de décision de versement d'un dividende aux actionnaires d'EDF. L'ensemble de ces caractéristiques confèrent à EDF un droit inconditionnel d'éviter de verser de la trésorerie ou un autre actif financier sous forme de remboursement ou de rémunération du capital. Par conséquent, conformément à la norme IAS 32, ces émissions sont comptabilisées en capitaux propres et les rémunérations versées sont comptabilisées comme des dividendes.

1.3.21 Provisions hors avantages du personnel

Une provision est comptabilisée par le Groupe lorsqu'il existe une obligation actuelle (juridique ou implicite), résultant d'un événement passé, qu'il est probable qu'une sortie de ressources sera nécessaire pour éteindre l'obligation et que le montant peut être estimé de manière fiable.

Lorsqu'il est attendu un remboursement total ou partiel de la dépense qui a fait l'objet d'une provision, le remboursement est comptabilisé en créance si et seulement si le Groupe a la quasi-certitude de le recevoir.

L'évaluation des provisions est faite sur la base des coûts attendus par le Groupe pour éteindre l'obligation. Les estimations sont déterminées à partir de données de gestion issues du système d'information, d'hypothèses retenues par le Groupe, éventuellement complétées par l'expérience de transactions similaires, et, dans certains cas, sur la base de rapports d'experts indépendants ou de devis de prestataires. Ces différentes hypothèses sont revues à l'occasion de chaque arrêté comptable.

Les coûts attendus sont évalués aux conditions économiques de fin d'année et répartis selon un échéancier prévisionnel de décaissements. Ils sont ensuite évalués en euros de l'année de décaissement par application d'un taux d'inflation prévisionnel à long terme, et actualisés par l'application d'un taux d'actualisation nominal. Les provisions sont alors évaluées en fonction de ces flux de trésorerie futurs actualisés.

Le taux d'inflation et le taux d'actualisation sont déterminés à partir des paramètres économiques et réglementaires du pays dans lequel est située l'entité économique et en tenant compte du cycle long d'exploitation des actifs du Groupe et de l'échéance des engagements.

6. ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

L'effet d'actualisation, généré à chaque arrêté pour refléter l'écoulement du temps, est comptabilisé en charges financières au niveau de la ligne « Effet de l'actualisation ».

Dans certains cas exceptionnels, il se peut qu'une provision ne puisse être comptabilisée par manque d'estimation fiable. Cette obligation est alors indiquée en annexe en tant que passif éventuel, à moins que la probabilité de sortie de ressources ne soit faible.

1.3.21.1 Provisions liées à la production nucléaire

Les provisions liées à la production nucléaire sont notamment destinées à couvrir :

- les dépenses d'aval du cycle nucléaire : des provisions pour gestion du combustible usé, pour reprise et conditionnement des déchets et pour gestion à long terme des déchets radioactifs sont constituées en fonction des obligations et des éventuelles contributions libératoires spécifiques à chaque pays ;
- les charges liées à la déconstruction des centrales et les pertes relatives au combustible en réacteur au moment de l'arrêt de ce dernier (provisions pour derniers cœurs).

Les charges pour derniers cœurs correspondent d'une part, au coût de la perte correspondant au stock de combustible en réacteur non totalement irradié au moment de l'arrêt définitif et qui ne peut pas être réutilisé du fait de contraintes techniques et réglementaires, et d'autre part, au coût de traitement de ce combustible ainsi qu'au coût d'évacuation et de stockage des déchets de ces opérations.

Les changements d'estimation des provisions résultant d'une modification des taux d'actualisation, d'un changement d'échéancier de décaissements ou d'un changement de devis sont enregistrés :

- en augmentation ou en réduction des actifs correspondants, dans la limite de leur valeur nette comptable, lorsque la contrepartie de la provision a été initialement enregistrée à l'actif (déconstruction des centrales en exploitation, gestion à long terme des déchets radioactifs issus de cette déconstruction et derniers cœurs) ;
- en résultat de la période dans les autres cas.

Une information détaillée sur les principes de détermination des provisions liées à la production nucléaire en France et au Royaume-Uni est fournie en note 29.

1.3.21.2 Autres provisions

Les autres provisions concernent notamment :

- les risques liés aux filiales et participations ;
- les risques fiscaux ;
- les litiges ;
- les contrats onéreux et pertes à terminaison ;
- les provisions liées aux dispositifs environnementaux.

Les provisions pour contrats onéreux sont généralement liées à des contrats pluriannuels d'achat ou de vente d'énergie :

- les pertes sur contrats d'achat d'énergie sont évaluées en comparant le coût d'achat défini par les conditions contractuelles au prix de marché prévisionnel ;
- les pertes sur contrats de vente d'énergie sont évaluées en comparant les recettes estimées selon les conditions contractuelles au coût de l'énergie à livrer.

Le chiffre d'affaires et la marge sur les contrats à long terme de Framatome sont comptabilisés selon la méthode de l'avancement. Lorsque le résultat estimé à terminaison est négatif, la perte à terminaison est constatée immédiatement en résultat sous déduction de la perte déjà constatée à l'avancement, et fait l'objet d'une provision.

Les provisions liées aux dispositifs environnementaux sont relatives à la couverture du déficit de droit d'émissions de gaz à effet de serre et de certificats d'énergie renouvelable par rapport aux obligations assignées (voir note 1.3.27).

Dans des cas extrêmement rares, la description d'un litige ayant fait l'objet d'une provision pourrait ne pas être mentionné dans les notes annexes aux états financiers, si une telle divulgation était de nature à causer au Groupe un préjudice sérieux.

1.3.22 Avantages du personnel

Conformément aux lois et dispositions spécifiques de chaque pays dans lequel il est implanté, le Groupe accorde à ses salariés des avantages postérieurs à l'emploi (régimes de retraites, indemnités de fin de carrière, etc.) ainsi que d'autres avantages à long terme (médailles du travail, etc.).

1.3.22.1 Mode de calcul et comptabilisation des engagements liés au personnel

Les engagements au titre des plans à prestations définies font l'objet d'évaluations actuarielles, en appliquant la méthode des unités de crédit projetées. Cette méthode consiste à déterminer les droits acquis par le personnel à la clôture pour l'ensemble des régimes, en tenant compte des perspectives d'évolution de salaires et des conditions économiques propres à chacun des pays.

Pour les avantages postérieurs à l'emploi, l'évaluation repose en particulier sur les méthodes et hypothèses suivantes :

- l'âge de départ en retraite déterminé en fonction des dispositions applicables à chacun des régimes et des conditions nécessaires pour ouvrir un droit à une pension à taux plein ;
- les salaires en fin de carrière en intégrant l'ancienneté des salariés, le niveau de salaire projeté à la date de départ en retraite compte tenu des effets de progression de carrière attendus et d'une évolution estimée du niveau de retraites ;
- les effectifs prévisionnels de retraités déterminés à partir des taux de rotation des effectifs et des tables de mortalité disponibles dans chacun des pays ;
- le cas échéant, les réversions de pensions, dont l'évaluation associe la probabilité de survie de l'agent et de son conjoint, et le taux de matrimonialité ;
- le taux d'actualisation, fonction de la zone géographique et de la durée des engagements, déterminé à la date de clôture par référence au taux des obligations des entreprises de première catégorie, ou, le cas échéant, au taux des obligations d'État, d'une durée cohérente avec celle des engagements sociaux.

Le montant de la provision résulte de l'évaluation des engagements minorée de la juste valeur des actifs destinés à leur couverture.

La charge nette comptabilisée sur l'exercice au titre des engagements envers le personnel intègre :

- dans le compte de résultat :
 - le coût des services rendus correspondant à l'acquisition de droits supplémentaires,
 - la charge d'intérêt nette, correspondant à la charge d'intérêt sur les engagements nets des produits des actifs de couverture évalués à partir du taux d'actualisation des engagements,
 - le coût des services passés, incluant la charge ou le produit lié aux modifications/liquidations des régimes ou à la mise en place de nouveaux régimes,
 - les écarts actuariels relatifs aux autres avantages à long terme ;
- dans les autres éléments du résultat global consolidé :
 - les écarts actuariels relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi,
 - l'effet de la limitation au plafonnement de l'actif dans les cas où il trouverait à s'appliquer.

1.3.22.2 Engagements concernant les avantages postérieurs à l'emploi

Lors de leur départ en retraite, les salariés du Groupe bénéficient de pensions déterminées selon les réglementations locales auxquelles s'ajoutent le cas échéant des prestations directement à la charge des sociétés, et des prestations complémentaires dépendantes des réglementations.

1.3.22.2.1 Entités françaises relevant du régime des IEG

Les entités qui relèvent des Industries électriques et gazières (IEG) sont les sociétés du Groupe pour lesquelles la quasi-totalité du personnel bénéficie du statut des IEG, incluant le régime spécial de retraite et le bénéfice d'autres avantages statutaires. Ces sociétés sont EDF, Enedis (ex-ERDF), RTE, Électricité de Strasbourg, EDF PEI, Dunkerque LNG et certaines filiales du sous-groupe Tiru.

Suite à la réforme du financement du régime spécial des IEG entrée en vigueur au 1^{er} janvier 2005, le fonctionnement du régime spécial de retraite, mais également des régimes d'accident du travail – maladies professionnelles, et du régime d'invalidité et de décès, est assuré par la Caisse nationale des IEG (CNIÉG).

Créée par la loi du 9 août 2004, la CNIÉG est un organisme de sécurité sociale de droit privé, doté de la personnalité morale et placé sous la tutelle de l'État en particulier, et de manière conjointe, des ministres chargés du budget, de la sécurité sociale et de l'énergie.

Compte tenu des modalités de financement mises en place par cette même loi, des provisions pour engagements de retraite sont comptabilisées par les entreprises de la branche des IEG au titre des droits non couverts par les régimes de droit commun (CNAV, AGIRC et ARRCO) auxquels le régime des IEG est adossé, ou par la Contribution Tarifaire d'Acheminement prélevée sur les prestations de transport et de distribution de gaz et d'électricité.

Du fait de ce mécanisme d'adossement, toute évolution (favorable ou défavorable au personnel) du régime de droit commun non répercutée au niveau du régime des IEG, est susceptible de faire varier le montant des provisions constituées par le Groupe au titre de ses engagements.

Les engagements provisionnés au titre des retraites comprennent :

- les droits spécifiques des agents des activités non régulées ou concurrentielles ;
- les droits spécifiques acquis par les agents à compter du 1^{er} janvier 2005 pour les Activités régulées – transport et distribution (les droits acquis antérieurement à cette date étant financés par la Contribution Tarifaire d'Acheminement).

Par ailleurs, en complément des retraites, d'autres avantages sont consentis aux inactifs des IEG. Ils se détaillent comme suit :

- les avantages en nature énergie : l'article 28 du statut national du personnel des IEG prévoit que les agents inactifs bénéficient des mêmes avantages en nature que les agents actifs. Dans ce cadre, comme les agents actifs, ils disposent de tarifs préférentiels sur l'électricité et le gaz naturel. L'engagement relatif à la fourniture d'énergie aux agents des groupes EDF et Engie (ex-GDF SUEZ) correspond à la valeur actuelle probable des kilowattheures à fournir aux agents ou à leurs ayants droit pendant la phase de retraite valorisée sur la base du coût de revient unitaire. À cet élément s'ajoute la soulte représentant le prix de l'accord d'échange d'énergie avec Engie ;
- les indemnités de fin de carrière : elles sont versées aux agents qui deviennent bénéficiaires d'une pension statutaire de vieillesse ou aux ayants droit en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent. Ces engagements sont couverts en quasi-totalité par un contrat d'assurance ;
- le capital décès : il a pour but d'apporter une aide financière relative aux frais engagés lors du décès d'un agent statutaire en inactivité ou en invalidité (Article 26 -§ 5 du Statut national). Il est versé aux ayants droit prioritaires des agents décédés (indemnité statutaire correspondant à trois mois de pension plafonnés) ou à un tiers ayant assumé les frais d'obsèques (indemnité bénévole correspondant aux frais d'obsèques) ;
- les indemnités de congés exceptionnels de fin de carrière : tous les agents pouvant prétendre à une pension statutaire de vieillesse à jouissance immédiate, âgés d'au moins 55 ans à la date de leur départ en inactivité, bénéficient, au cours des douze derniers mois de leur activité, d'un total de 18 jours de congés exceptionnels ;
- les autres avantages comprennent l'aide aux frais d'études, le compte-épargne jour retraite ainsi que le régime de retraite du personnel détaché hors de sociétés relevant des IEG.

1.3.22.2 Filiales étrangères et filiales françaises ne relevant pas du régime des IEG

Les principaux engagements de retraite concernent les entités britanniques et sont pour l'essentiel représentatifs de régimes à prestations définies.

Pour ce qui concerne le Royaume-Uni, il existe trois principaux plans de retraite à prestations définies au sein d'EDF Energy :

- le plan de retraite BEGG (*British Energy Generation Group*) affilié à l'ESPS (*Electricity Supply Pension Scheme*), dont la plupart des affiliés sont salariés dans l'activité de Production Nucléaire. Le plan BEGG n'accepte plus de nouveaux affiliés depuis août 2012 ;
- le plan de retraite EEGSG (*EDF Energy Generation and Supply Group*) affilié à l'ESPS, mis en place en décembre 2010 pour les salariés restant aux effectifs

d'EDF Energy à la suite du transfert de l'ancien plan à la société UK Power Networks lors de la cession des activités de réseaux. L'EEGSG n'a pas accepté depuis de nouveaux affiliés ;

- le plan de retraite EEPS (*EDF Energy Pension Scheme*). Ce plan a été mis en place en mars 2004 et l'affiliation est ouverte aux nouveaux entrants.

En 2016, EDF Energy a mis en place un nouveau régime à prestations définies au sein du plan de retraite EEPS : EEPS CARE (*Career Average Re-valued Earnings*). Dans ce nouveau régime, les pensions sont calculées sur la base d'un salaire de référence correspondant à la moyenne des salaires acquis tout au long de la carrière du bénéficiaire, revalorisée de l'inflation. En décembre 2017, un nouveau régime CARE a également été mis en place au sein du plan de retraite BEGG, ouvert aux nouveaux salariés des activités de production nucléaire. Les dispositions de ce régime sont identiques à celles du régime équivalent du plan de retraite EEPS. Sur les autres plans, les pensions restent calculées sur la base du dernier salaire de référence du bénéficiaire.

Chaque plan est financièrement indépendant des autres. Les plans BEGG et EEGSG font partie du régime global des électriciens ESPS, qui est l'un des plus grands systèmes de retraite du secteur privé au Royaume-Uni.

La gestion des plans est externalisée et déléguée à des entités juridiques distinctes (*Trusts*) dont les membres (*trustees*), nommés par l'entreprise et les assurés, ont la responsabilité de gérer les fonds dans l'intérêt exclusif de ces derniers. Cette gestion repose sur une évaluation actuarielle triennale réalisée par les *trustees*, définissant le niveau de financement, les contributions patronales et salariales nécessaires ainsi que les échéanciers de versement. Les *trustees* ont la responsabilité de définir la stratégie d'investissement des plans en accord avec l'entreprise.

1.3.22.3 Engagements concernant les autres avantages à long terme

Ces avantages concernant les salariés en activité sont accordés selon chaque réglementation locale, en particulier la réglementation statutaire des IEG pour EDF et les filiales françaises sous le régime des IEG. À ce titre, ils comprennent :

- les rentes pour incapacité, invalidité, accidents du travail et maladies professionnelles. À l'instar des salariés relevant du régime général, les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des accidents du travail et des maladies professionnelles, de rentes et de prestations d'invalidité et d'incapacité. Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles réversions ;
- les médailles du travail ;
- les prestations spécifiques pour les salariés ayant été en contact avec l'amiante.

1.3.23 Passifs spécifiques des concessions

Ces passifs, représentatifs des obligations contractuelles spécifiques des cahiers des charges des concessions de distribution publique d'électricité en France, sont décomposés au passif du bilan en :

- droits sur les biens existants : ils correspondent au droit au retour gratuit de l'ensemble des ouvrages au bénéfice du concédant. Ce droit est constitué par la contre-valeur en nature des ouvrages – valeur nette comptable des biens mis en concession – déduction faite des financements non encore amortis du concessionnaire ;
- droits sur les biens à renouveler : ils correspondent aux obligations du concessionnaire au titre des biens à renouveler. Ces passifs non financiers recouvrent :
 - l'amortissement constitué sur la partie des biens financés par le concédant,
 - la provision pour renouvellement constituée pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession.

Lors du renouvellement des biens, la provision et l'amortissement du financement du concédant constitués au titre du bien remplacé sont soldés et comptabilisés en droits sur les biens existants, étant considérés comme un financement du concédant sur le nouveau bien. L'excédent éventuel de provision est repris en résultat.

Pendant la durée de la concession, les droits du concédant sur les biens à renouveler se transforment donc au remplacement effectif du bien, sans sortie de trésorerie au bénéfice du concédant, en droit du concédant sur les biens existants.

6. ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

En règle générale, la valeur des passifs spécifiques des concessions est déterminée comme suit :

- les droits du concédant sur les biens existants, représentatifs de la part réputée détenue par le concédant dans les biens, sont évalués sur la base des biens figurant à l'actif ;
- les obligations au titre des biens à renouveler sont calculées à partir de la valeur estimée du bien à renouveler déterminée à chaque fin d'exercice en prenant en compte l'usure du bien à cette date avec pour assiette de calcul :
 - pour la provision pour renouvellement, la différence entre la valeur de remplacement du bien calculée en date de clôture et la valeur d'origine. Les dotations annuelles à la provision sont assises sur cette différence diminuée des provisions déjà constituées, le net étant amorti sur la durée de vie résiduelle des biens. Ce mode de dotation conduit à enregistrer des charges qui, pour un bien donné, progressent dans le temps,
 - pour l'amortissement du financement du concédant, le coût historique pour la partie des biens financés par le concédant.

Le Groupe considère qu'il convient d'évaluer les obligations au titre des biens à renouveler sur la base des clauses spécifiques des contrats de concession. Cette approche consiste à retenir le montant des engagements contractuels tel qu'il est calculé et communiqué annuellement aux concédants dans le cadre des

comptes-rendus d'activité. Elle prend également en compte l'éventualité d'une remise en cause du statut de concessionnaire du groupe EDF.

En l'absence de telles dispositions contractuelles spécifiques, une approche alternative serait de déterminer le montant des engagements contractuels à partir de la valeur actuelle du montant à décaisser pour faire face au renouvellement des biens concédés à l'issue de leur durée de vie industrielle.

Le Groupe présente ci-après, à titre d'information, les effets de cette dernière approche, à savoir une actualisation des obligations de pourvoir au financement des biens à renouveler.

Les principales hypothèses retenues pour établir cette simulation sont les suivantes :

- l'assiette de calcul de la provision pour renouvellement repose sur une valeur de remplacement estimée en fin de vie du bien en fonction d'un taux d'inflation prévisionnel de 1,5 % par an, minorée de la valeur d'origine du bien. Ce montant est constitué au fur et à mesure de l'usure du bien et actualisé à partir d'un taux de 4,1 % ;
- l'amortissement du financement du concédant est également actualisé au taux de 4,1 %.

Le tableau qui suit donne principalement les impacts d'Enedis d'une telle simulation pour l'exercice 2017 :

IMPACTS SUR LE COMPTE DE RÉSULTAT

(en millions d'euros et avant impôt)

	2017
Résultat d'exploitation	152
Résultat financier	(377)
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	(225)

IMPACTS BILAN – CAPITAUX PROPRES

(en millions d'euros et avant impôt)

	2017
À l'ouverture	1 977
À la clôture	1 752

L'évaluation des passifs des concessions selon cette méthode est soumise à des aléas de coûts et de décaissements ; elle est de plus sensible aux variations de taux d'inflation et d'actualisation.

1.3.24 Subventions d'investissement

Les subventions d'investissement reçues par les sociétés du Groupe sont comptabilisées au passif en « Autres créiteurs » et virées au compte de résultat en fonction du rythme de consommation des avantages économiques des biens correspondants.

1.3.25 Actifs et passifs détenus en vue de leur vente et activités en cours de cession

Les actifs et passifs répondant à la définition d'actifs et passifs détenus en vue de leur vente sont présentés séparément des autres actifs et passifs du bilan.

Lorsque les actifs ou groupes d'actifs répondent aux critères de définition d'une activité abandonnée, le résultat des activités en cours de cession est présenté après impôt sur une ligne distincte du compte de résultat. Les variations nettes de trésorerie et équivalents de trésorerie de ces activités sont également présentées distinctement dans le tableau de flux de trésorerie.

Une dépréciation est constatée lorsque la valeur de réalisation est inférieure à la valeur nette comptable.

1.3.26 Nature et étendue des restrictions sur l'accès et l'utilisation des actifs et le règlement des passifs

Les principales restrictions pouvant limiter la capacité du Groupe à avoir accès ou à utiliser ses actifs et à régler ses passifs concernent les éléments suivants :

- les actifs dédiés au financement des avantages du personnel (principalement en France et au Royaume-Uni – voir note 1.3.22) et des charges relatives aux passifs nucléaires (principalement en France – voir note 47 – et au Royaume-Uni – voir note 29.2) ;
- les actifs corporels et incorporels, ainsi que les passifs associés relatifs à des contrats de concession, soumis ou non à des mécanismes réglementaires (obligations de fourniture d'énergie ou de services liés à l'énergie, encadrement des investissements, obligation de remettre les ouvrages en fin de contrat, sommes dues en fin de contrat, contraintes tarifaires...). Ces restrictions s'appliquent principalement aux actifs de cette nature en France (EDF, Enedis et Dalkia), et dans une moindre mesure en Italie (voir notes 1.3.13 et 1.3.23) ;
- la cession de participations du Groupe dans certaines filiales nécessite l'obtention d'autorisations de la part d'organismes étatiques, en particulier lorsqu'elles exercent une activité régulée ou une activité d'exploitant de centrales nucléaires (notamment pour EDF Nuclear Generation Ltd au Royaume-Uni, Taishan (TNPJVC) en Chine et CENG aux États-Unis) ;
- les réserves prudentielles constituées et les dispositions prises en termes de capacité de distribution, en vue de faire face aux exigences des réglementations prudentielles par les filiales d'assurance ;
- la trésorerie de certaines entités faisant appel à un financement pour lesquelles la distribution de dividendes est subordonnée au remboursement de la dette bancaire (ou au respect de ses conditions d'octroi) et des actionnaires ; ou pour lesquelles il existe des limitations réglementaires dans certains pays.

Par ailleurs, certains pactes d'actionnaires relatifs à des sociétés contrôlées par le Groupe prévoient des clauses de protection des actionnaires minoritaires conduisant à nécessiter l'obtention de leur accord pour certaines décisions.

Enfin, certains financements accordés à des entités du Groupe font l'objet de clauses de remboursement anticipé (voir note 38.2.6) et certaines disponibilités et équivalents de trésorerie font l'objet de restrictions (voir note 37).

1.3.27 Environnement

1.3.27.1 Droits d'émission de gaz à effet de serre

Le dispositif en vigueur est décrit en note 49.1

Le traitement comptable des droits d'émission est conditionné par leur intention de détention. Deux modèles économiques, coexistants dans le groupe EDF, sont développés.

Les droits détenus dans le cadre du modèle « Négoce » sont comptabilisés en stocks, à la juste valeur. La variation de juste valeur observée sur l'exercice est enregistrée en résultat.

Les droits détenus pour se conformer aux exigences de la réglementation relative aux émissions de gaz à effet de serre (modèle « Production ») sont comptabilisés en immobilisations incorporelles :

- à leur coût d'acquisition lorsqu'ils sont acquis sur le marché ;
- pour une valeur nulle lorsqu'ils sont attribués gratuitement (dans les pays ayant maintenu une allocation gratuite).

Lorsque les estimations d'émissions de l'exercice pour une entité du Groupe sont supérieures aux droits attribués gratuitement de l'exercice, sous déduction éventuelle des droits attribués vendus à terme ou au comptant, une provision est constituée pour couvrir l'excédent d'émissions ainsi déterminé. La quantité à provisionner correspond à l'insuffisance des droits possédés entre les émissions réelles et les droits attribués détenus à la date d'arrêt.

En l'absence d'attribution gratuite de droits d'émission, une provision est constatée systématiquement à hauteur des émissions réelles à la date d'arrêt.

Dans les deux cas, la provision est évaluée au coût d'acquisition à due concurrence des droits acquis au comptant ou à terme et, pour le solde, par référence au prix de marché. Elle est soldée lors de la restitution des droits à l'État.

À la date d'arrêt, le portefeuille de droits d'émission et l'obligation de restitution au titre des émissions de l'exercice sont présentés en position brute, c'est-à-dire non compensée.

Si le nombre de droits d'émission acquis inscrits en immobilisations incorporelles à la clôture et non vendus à terme est supérieur au nombre de droits acquis qui seront à restituer à l'État au titre des émissions de l'exercice, un test de dépréciation doit être effectué sur cet excédent. Si la valeur de réalisation est inférieure à la valeur nette comptable, une dépréciation est constatée.

1.3.27.2 Certificats d'énergie renouvelable

Le dispositif en vigueur est décrit en note 49.3.

Le groupe EDF retient les traitements comptables suivants :

- pour les producteurs d'électricité non contraints, les certificats obtenus sur la base de la production réalisée sont comptabilisés en « Autres stocks », avant revente aux commercialisateurs ;
- pour les producteurs contraints et pour une entité productrice et commercialisatrice ayant une obligation quantifiée de commercialiser de l'énergie renouvelable, les certificats obtenus sur la base de la production réalisée :

- ne sont pas comptabilisés dans la limite de l'obligation,
- sont comptabilisés en « Autres stocks » au-delà de l'obligation,
- dans le cas particulier où une entité n'est pas en mesure de satisfaire son obligation en fin d'exercice, les traitements comptables retenus par le Groupe sont les suivants :
 - les certificats acquis à titre onéreux pour satisfaire l'obligation sont comptabilisés en actifs incorporels à leur coût d'acquisition, et
 - une provision est constituée à hauteur du déficit de certificats constaté en fin d'année par rapport à l'obligation. Cette provision est valorisée en tenant compte successivement du prix d'acquisition des certificats déjà acquis, au comptant ou à terme, du prix de marché ou du prix de la pénalité pour le solde. Cette provision est soldée lors de la restitution des certificats.

Les achats/ventes à terme de certificats relevant d'une activité de négoce sont comptabilisés selon la norme IAS 39 et valorisés à leur juste valeur à la date du bilan. La variation de juste valeur est enregistrée en résultat.

1.3.27.3 Certificats d'économies d'énergie (CEE)

Le dispositif en vigueur est décrit en note 49.2.

Dans ce cadre, le groupe EDF satisfait son obligation soit en réalisant des actions sur son patrimoine ou auprès des clients finals afin d'obtenir auprès de l'État des certificats d'économies d'énergie, soit en acquérant directement ces certificats d'économies d'énergie.

Les dépenses réalisées afin de satisfaire l'obligation cumulée relative aux économies d'énergie sont comptabilisées en :

- immobilisations corporelles si les actions réalisées par l'entité portent sur son patrimoine et que les conditions d'inscription à l'actif sont remplies ;
- charges de l'exercice au cours duquel elles sont encourues si les conditions d'activation des dépenses ne sont pas remplies ou si les actions sont réalisées en vue d'inciter les tiers à réaliser des économies d'énergie.

Les dépenses réalisées au-delà de l'obligation cumulée à la date d'arrêt sont comptabilisées en stocks jusqu'à leur utilisation pour couvrir l'obligation. Le cas échéant, une provision est comptabilisée si les économies d'énergie réalisées sont inférieures à l'obligation cumulée relative aux économies d'énergie. Elle correspond au coût des actions restant à engager pour éteindre les obligations liées aux ventes d'énergie réalisées.

1.3.27.4 Dépenses environnementales

Les dépenses environnementales sont les dépenses identifiables effectuées en vue de prévenir, réduire ou réparer les dommages que le Groupe a occasionnés ou pourrait occasionner à l'environnement, du fait de ses activités. Ces dépenses sont comptabilisées de la manière suivante :

- dépenses capitalisées dès lors qu'elles sont effectuées en vue de prévenir ou de réduire des dommages futurs ou de préserver des ressources ;
- passifs environnementaux et dotations aux provisions pour risques environnementaux dès lors que l'obligation existe à la clôture de l'exercice et qu'il est probable ou certain à la date d'établissement des comptes qu'elle provoquera une sortie de ressources ;
- en charges de l'exercice pour les dépenses de fonctionnement des structures en charge de l'environnement, la surveillance de l'environnement, les redevances et taxes environnementales, le traitement des effluents liquides et gazeux et des déchets non radioactifs, les études et recherches non liées à un investissement.

NOTE 2 COMPARABILITÉ DES EXERCICES

Aucun changement comptable n'est survenu durant l'exercice 2017.

NOTE 3 OPÉRATIONS ET ÉVÈNEMENTS MAJEURS

3.1 AUGMENTATION DE CAPITAL D'EDF SA

Le 30 mars 2017, EDF a réalisé une augmentation de capital en numéraire avec maintien du droit préférentiel de souscription des actionnaires.

L'augmentation de capital (prime d'émission incluse) d'un montant brut de 4 018 millions d'euros, s'est traduite par l'émission de 632 741 004 actions nouvelles au prix unitaire d'émission de 6,35 euros. Ce montant se décompose de la façon suivante :

- 316 millions d'euros d'augmentation du capital social ;
- 3 702 millions d'euros d'augmentation brute de la prime d'émission.

Les frais d'émission (nets d'impôts) sont comptabilisés en diminution de la « Prime d'émission ».

Conformément à son engagement, l'État français a souscrit 3 milliards d'euros, soit environ 75 % de l'augmentation de capital et détient 83,10 % du capital social de la Société après réalisation de l'augmentation de capital. La dilution de l'État français se traduit par un élargissement du flottant, la part détenue par le public (dont l'actionariat salarié) dans le capital social de la Société étant portée de 14,25 % à 16,81 %, après réalisation de l'augmentation de capital.

3.2 ACQUISITION DE 75,5 % DE FRAMATOME

Suite à l'approbation de leurs conseils d'administration respectifs les 13 et 14 décembre dernier, AREVA SA et EDF ont signé le 22 décembre 2017 les accords engageants définitifs fixant les termes de la cession au 31 décembre 2017, d'une participation conférant à EDF le contrôle exclusif d'une entité (« New NP ») filiale à 100 % d'AREVA NP, qui regroupe les activités industrielles, de conception et de fourniture de réacteurs nucléaires et d'équipements, d'assemblages combustible et de services à la base installée de l'ex groupe AREVA.

Selon ces accords, la prise de participation d'EDF à hauteur de 75,5 % du capital de New NP a été établie sur la base d'une valorisation ajustée de 2,47 milliards d'euros (pour 100 % du capital), sans reprise de dette financière. Ce prix correspond à un multiple d'EBITDA 2017 prévisionnel de 8x⁽¹⁾.

Ce montant est susceptible d'être ajusté à la hausse comme à la baisse sur la base de comptes définitifs à la date de réalisation de l'opération (31 décembre 2017), lorsque ceux-ci seront établis. Il pourra également faire l'objet, en fonction de l'atteinte de certains objectifs de performance mesurés postérieurement à la date de réalisation, d'un éventuel complément de prix d'un montant pouvant atteindre au maximum 245 millions d'euros. Enfin, EDF bénéficie de clauses de garantie de passif.

Les contrats relatifs au projet d'EPR Olkiluoto 3 et les moyens nécessaires à l'achèvement du projet, ainsi que certains contrats relatifs à des pièces forgées dans l'usine du Creusot, sont exclus du périmètre repris par EDF et restent au sein d'AREVA NP, dans le périmètre d'AREVA SA.

La signature des accords engageants du 22 décembre 2017 est intervenue suite à l'avis positif émis par le collège de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) le 28 juin 2017 sur la mise en service de la cuve du réacteur EPR de Flamanville 3, EDF ayant en effet décidé, le 12 juillet 2017, de lever la condition suspensive relative à l'absence d'anomalie sur le circuit primaire pour ce qui concerne la ségrégation carbone identifiée dans les pièces de la cuve de ce réacteur.

Cette signature a fait suite également à la réalisation et aux conclusions satisfaisantes des audits qualité réalisés dans les usines du Creusot, de Saint- Marcel

et de Jeumont, s'agissant des contrats repris par New NP. Pour ces contrats, EDF reste en tout état de cause garanti par AREVA SA de tout risque résiduel résultant de ces audits.

Le 31 décembre 2017, le Groupe a finalisé l'acquisition de 75,5 % de Framatome.

Concomitamment à la réalisation effective de la transaction entre EDF et AREVA SA, Mitsubishi Heavy Industries Ltd et Assystem, sont respectivement entrés au capital de Framatome à hauteur de 19,5 % et 5 %.

Les mécanismes d'immunisation et les garanties définis dans le contrat de cession définitif, signé avec EDF le 22 décembre 2017, s'appliquent également à Mitsubishi Heavy Industries Ltd et Assystem.

Enfin, les trois nouveaux associés de New NP ont décidé la modification de la dénomination sociale de New NP, dénommée Framatome depuis le 4 janvier 2018.

Le 3 février 2018, la société Teollisuuden Voima (TVO) a déposé devant le Tribunal de l'Union européenne un recours en annulation à l'encontre de la décision de la Commission européenne du 29 mai 2017, autorisant le rachat par EDF de Framatome au titre du contrôle des concentrations. L'avis de recours, dans lequel devraient figurer les moyens et principaux arguments soulevés par TVO, dont EDF ne connaît pas la teneur à ce stade, n'a pas encore été publié au *Journal officiel de l'Union européenne*.

3.2.1 Historique des opérations

EDF et AREVA SA ont signé le 30 juillet 2015, un protocole d'accord non engageant formalisant l'état d'avancement des discussions relatives à leur projet de partenariat. Ce protocole comportait trois volets :

- l'acquisition par EDF du contrôle exclusif d'AREVA NP. Dans ce cadre, il était prévu un contrôle majoritaire d'AREVA NP par EDF, la participation d'AREVA SA à hauteur d'un maximum de 25 % dans le cadre d'un partenariat stratégique, et potentiellement la participation d'autres partenaires minoritaires ;
- la création d'une société dédiée (créée le 17 mai 2017 et qui se dénomme Edvance), détenue à hauteur de 80 % par EDF et de 20 % par AREVA NP (et maintenant Framatome), destinée à optimiser les activités de conception et de réalisation de projets d'îlots nucléaires et de contrôle commande des nouveaux projets en France et à l'international ;
- la conclusion d'un accord de partenariat stratégique et industriel global.

Un nouveau protocole non engageant a été signé entre les mêmes parties le 28 juillet 2016, actant notamment de l'accord du Conseil d'administration d'EDF sur la valorisation définitive des activités destinées à être acquises par EDF et prenant en compte les faits nouveaux intervenus depuis début 2016 qui étaient :

- l'issue négative des discussions avec TVO sur le schéma initial envisagé pour l'immunisation totale d'EDF contre les risques induits par le projet Olkiluoto 3 (OL3), aboutissant à l'élaboration du nouveau schéma d'organisation suivant : création d'une société New NP, dont EDF acquerrait le contrôle exclusif et qui reprendrait les contrats détenus par AREVA NP, hors le contrat OL3 et certains autres contrats présentant des risques dont EDF entendait se prémunir (cf. point suivant) ;
- les non-qualités apparues dans l'usine AREVA NP du Creusot, qu'il s'agisse de la maîtrise insuffisante de la concentration en carbone (« ségrégation ») ou de la présence d'anomalies dans les dossiers de suivi de fabrication conduisant le nouveau protocole à poser les principes d'immunisation et de protection d'EDF vis-à-vis des conséquences de ces anomalies : non-transfert des contrats échus à New NP, indemnités spécifiques et garantie générale, conditions suspensives pour la réalisation de l'acquisition liées aux résultats d'audits qualité ;

(1) EBITDA normalisé pro forma du périmètre repris, hors grands projets.

- AREVA NP resterait une filiale à 100 % d'AREVA SA, et conserverait ses contrats, hors ceux transférés à New NP.

En conformité avec les termes de ce protocole, un contrat de cession d'actions a été signé le 15 novembre 2016 entre EDF SA d'une part, AREVA SA et AREVA NP d'autre part.

La réalisation de la transaction, restait notamment soumise à :

- l'obtention de conclusions favorables de l'ASN au sujet des résultats des essais concernant le circuit primaire du réacteur de Flamanville 3 ;
- la finalisation et la conclusion satisfaisante des audits qualité dans les usines du Creusot, de Saint-Marcel et de Jeumont ;
- l'approbation des autorités compétentes en matière de contrôle des concentrations.

3.2.2 Activités de Framatome

Les activités du nouveau groupe Framatome sont principalement :

- des activités industrielles de conception, de fabrication et d'installation de composants de centrales nucléaires pour le parc existant comme dans le cadre de la gestion de grands projets de nouveaux réacteurs ;
- des activités de services permettant d'améliorer la disponibilité et la compétitivité des installations nucléaires, tout en renforçant les conditions de sûreté des chaudières au travers notamment de la réalisation de systèmes d'instrumentation et de contrôle ;
- des activités de fabrication d'assemblages de combustibles nucléaires pour des clients électriciens ainsi que pour certains réacteurs de recherche.

Ces activités sont exercées au travers de six *business units* implantées majoritairement en France, en Allemagne et aux États-Unis :

- *Direction Technique et Ingénierie* : développement, conception, certification et *licensing* des chaudières et services associés ;
- *Grands projets* : gestion et exécution, depuis l'ingénierie jusqu'à la mise en service, des projets de nouvelles constructions de réacteurs nucléaires ;
- *Services à la Base Installée* : maintenance et services d'ingénierie pour les flottes nucléaires existantes et en construction ;
- *Combustible* : développement, conception, *licensing* et fabrication d'assemblages de combustibles et de composants pour les réacteurs REP, REB et les réacteurs de recherche, développement de produits en zirconium ;
- *Composants* : conception et fabrication des composants lourds et mobiles des centrales nucléaires ;
- *Contrôle-Commande (I&C)* : conception et fabrication des systèmes d'instrumentation et de contrôle pour la sûreté des chaudières en opération et des nouvelles constructions.

EDF était un client significatif de Framatome avant l'acquisition finalisée le 31 décembre 2017 et le restera après cette acquisition (voir note 48).

Le groupe EDF fait notamment appel à Framatome pour la fabrication de ses assemblages de combustible, et pour des opérations de maintenance de centrales et d'achat d'équipements (fourniture et installation de générateurs de vapeur, etc.).

Framatome est également fournisseur d'EDF de l'étude à la mise en service pour la chaudière et les contrôles commandes des nouveaux réacteurs EPR en construction de Flamanville 3 et d'Hinkley Point C.

3.2.3 Traitement dans les comptes consolidés d'EDF

La création du périmètre cible Framatome par AREVA SA a comporté des opérations de réorganisation préalables à l'acquisition, portant notamment sur :

- un apport partiel d'actifs par AREVA NP à New NP SAS, hors certains contrats concernant l'usine du Creusot (Traité d'apport partiel d'actifs du 29 septembre 2017 avec effet différé au 31 décembre 2017), cet apport ayant été effectué en valeurs réelles, sur la base d'une opinion d'équité (*fairness*) délivrée par un évaluateur indépendant, de rapports d'expertise portant sur certains actifs identifiés, et ayant donné lieu à l'émission d'un rapport par deux commissaires aux apports ;
- une cession d'actifs et de passifs par AREVA GmbH à New NP GmbH (hors éléments rattachés au projet Olkiluoto 3), réalisée le 31 octobre 2017, opération également faite en valeurs réelles sur la base d'évaluations effectuées par des experts financiers indépendants.

L'analyse de la gouvernance et le pourcentage de participation détenu dans Framatome conduisent le Groupe à consolider Framatome en intégration globale.

La prise de contrôle des activités de Framatome au 31 décembre 2017 a conduit le Groupe, conformément à la norme IFRS 3, à comptabiliser les actifs et passifs identifiables de Framatome à leur juste valeur à la date d'acquisition. Ces valorisations ont été déterminées provisoirement, le Groupe disposant de 12 mois pour finaliser l'affectation du prix d'acquisition.

Les travaux réalisés par EDF dans le cadre de l'affectation du prix d'acquisition ont été menés avec l'appui d'un évaluateur financier indépendant. Ces travaux tiennent compte des résultats des évaluations réalisées dans le cadre des opérations de réorganisations préalables à la prise de contrôle de Framatome.

L'acquisition au 31 décembre 2017 de 75,5 % de Framatome se traduit dans les comptes consolidés du Groupe par la constatation d'un goodwill provisoire (évalué selon la méthode du goodwill partiel) de 1 257 millions d'euros.

3.2.4 Éléments du bilan d'ouverture de Framatome dans les comptes consolidés du groupe EDF et détermination de l'écart d'acquisition

3.2.4.1 Détermination du bilan d'ouverture provisoire

La juste valeur des actifs et passifs identifiables de Framatome correspond à la meilleure estimation du Groupe à date. Elle a été déterminée sur la base des données prévisionnelles disponibles de Framatome et au moyen de méthodes de valorisation communément utilisées.

Après prise en compte des justes valeurs des actifs acquis et passifs repris, le bilan d'ouverture provisoire de Framatome au 31 décembre 2017 pour 100 % du capital s'établit comme suit.

6. ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

ACTIF

(en millions d'euros)

	Valeurs d'ouverture provisoires
Goodwill	-
Autres actifs incorporels	1 236
Immobilisations corporelles	1 100
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	92
Actifs financiers	176
Impôts différés actifs	131
Stocks	565
Clients et comptes rattachés	4 427
Actifs d'impôts courants	5
Autres débiteurs	613
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-
TOTAL DE L'ACTIF	8 345

CAPITAUX PROPRES ET PASSIF

(en millions d'euros)

	Valeurs d'ouverture provisoires
Capital	707
Réserves et résultats consolidés	103
Capitaux propres – part du Groupe	810
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	10
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES	820
Provisions	984
Passifs financiers	12
Impôts différés passifs	141
Fournisseurs et comptes rattachés	460
Dettes d'impôts courants	1
Autres créditeurs	5 927
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	8 345

Ce bilan du sous-Groupe Framatome est avant élimination des positions avec les sociétés du Groupe, les éliminations concernant principalement les postes clients et autres créditeurs.

Les principaux ajustements résultant de la mise à la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris concernent les actifs incorporels et correspondent aux éléments suivants :

- ajustements de juste valeur des actifs incorporels pour 554 millions d'euros dont :
 - 132 millions d'euros pour la marque Framatome, valorisée en utilisant la méthode du taux de redevance de chiffre d'affaires. La durée de vie de cette marque a été considérée comme étant indéfinie,
 - 156 millions d'euros pour les relations clients valorisées par la méthode des surprofits. Par ailleurs, dans le cadre de la création du périmètre cible Framatome par AREVA, une partie des relations clients avait été valorisée en valeur réelle à 246 millions d'euros, conduisant ainsi à une valorisation totale de la relation client de 402 millions d'euros. La durée de vie de ces relations clients a été déterminée pour chaque business unit, conduisant à une durée moyenne d'environ 11 ans,
 - 266 millions d'euros pour la technologie valorisée en utilisant la méthode du taux de redevance de chiffre d'affaires : codes et méthodes, technologie

EPR, logiciels, produits, brevets et secrets de fabrication. Par ailleurs, dans le cadre de la création du périmètre cible Framatome par AREVA, une partie de la technologie avait été valorisée en valeur réelle à 436 millions d'euros, conduisant ainsi à une valorisation totale de la technologie de 702 millions d'euros. La durée de vie de cette technologie a été déterminée pour chaque *business unit*, conduisant à une durée moyenne de 15 à 20 ans ;

- impôts différés nets pour (131) millions d'euros.

La revalorisation des impôts différés correspond uniquement aux effets d'impôt associés aux ajustements de juste valeur opérés dans le cadre de la détermination du bilan d'ouverture (554 millions d'euros avant impôts).

Les principales hypothèses auxquelles les éléments d'actifs et de passifs du bilan d'ouverture sont sensibles sont les suivantes :

- taux de redevance pour la marque Framatome et la technologie ;
- taux de marge ;
- taux d'actualisation des flux de trésorerie futurs ;
- taux d'attrition des contrats clients.

3.2.4.2 Détermination du goodwill provisoire

L'écart d'acquisition provisoire enregistré sur l'opération, selon la méthode du goodwill partiel sur la base d'une détention à 75,5 %, se détermine comme suit :

(en millions d'euros)

Prix d'acquisition de la participation	1 868
Contrepartie transférée au 31 décembre 2017 (A)	1 868
Juste valeur de l'actif net de Framatome acquis	611
Juste valeur des actifs acquis et passifs repris (B)	611
GOODWILL PROVISOIRE (A)-(B)	1 257

Le prix d'acquisition retenu pour le calcul du goodwill provisoire correspond au prix provisoire ajusté versé lors de la finalisation de la transaction.

Le goodwill provisoire reconnu correspond notamment :

- aux relations clients préexistantes de Framatome avec le groupe EDF (voir note 3.2.2) ;
- aux relations clients (EDF et externes) et à la technologie futures de Framatome ;
- au capital humain de Framatome.

3.2.4.3 Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle

Les intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle de Framatome pour 199 millions d'euros au 31 décembre 2017 sont composés par les actionnaires Mitsubishi Heavy Industries à hauteur de 19,5 % et d'Assystem à hauteur de 5 %. Ces actionnaires sont entrés au capital le 31 décembre 2017.

3.2.5 Impact de l'opération sur le résultat net et l'endettement financier net du Groupe

L'acquisition de Framatome n'a pas d'impact en 2017 sur le résultat net du Groupe compte tenu de la date d'acquisition (le 31 décembre 2017).

Le prix d'acquisition payé de 1 868 millions⁽¹⁾ d'euros conduit à une augmentation de l'endettement financier net du Groupe au 31 décembre 2017 d'un montant équivalent, étant précisé que l'opération a été réalisée sur la base d'un endettement financier net apporté nul.

3.2.6 Effets de la prise de contrôle de Framatome sur les principaux indicateurs de résultat du Groupe sur l'exercice 2017

Le sous-groupe Framatome correspond à un nouveau périmètre construit pour les besoins et à la date de la transaction (voir note 3.2.3). Les données présentées ci-dessous correspondent donc à la meilleure estimation possible de la reconstitution, sur l'exercice 2017, des activités reprises lors de l'acquisition, tenant compte des flux réalisés avec le Groupe EDF.

Sur cette base, si l'acquisition avait eu lieu au 1^{er} janvier 2017 et non au 31 décembre 2017, l'intégration globale de Framatome à compter du 1^{er} janvier 2017 (hors effets d'affectation du prix d'acquisition) aurait conduit à un accroissement du chiffre d'affaires et de l'excédent brut d'exploitation Groupe d'environ respectivement 1,7 milliard d'euros et 0,2 milliard d'euros.

Par ailleurs, Framatome prévoit une progression de son excédent brut d'exploitation en 2018 compte tenu d'une croissance de son chiffre d'affaires hors Groupe et d'une meilleure maîtrise de ses coûts (notamment coûts liés aux non-qualités et coûts corporate).

3.3 PRÉCISIONS SUR LE PROJET HINKLEY POINT C

La revue des coûts et du calendrier du projet HPC, entreprise après la décision finale d'investissement de septembre 2016 par EDF en interaction avec les équipes de la société de projet (NNB), présente les conclusions suivantes :

- le jalon du premier béton de sûreté nucléaire du bâtiment de la tranche 1, prévu mi-2019, est confirmé dès lors que le design définitif, dont le calendrier est tendu, aura bien été arrêté fin 2018 ;
- les coûts à terminaison du projet sont désormais estimés à 19,6 milliards de livres sterling 2015⁽²⁾, en augmentation de 1,5 milliard de livres sterling 2015 par rapport aux évaluations précédentes. Cette estimation intègre la réussite de plans d'actions opérationnels, en partenariat avec les fournisseurs. Les surcoûts⁽³⁾ estimés résultent essentiellement d'une meilleure appréhension du design, adapté aux demandes des régulateurs, du volume et du séquençement des travaux sur site et de la mise en place progressive des contrats fournisseurs. Le taux de rentabilité prévisionnel (TRI) pour EDF est désormais estimé à environ 8,5 % contre environ 9 % initialement ;
- par ailleurs, le risque de report de la livraison (COD) est estimé à 15 mois pour la tranche 1 et à 9 mois pour la tranche 2. Ce risque induirait un coût supplémentaire potentiel de l'ordre de 0,7 milliard de livres sterling 2015. Dans cette hypothèse, le TRI pour EDF serait d'environ 8,2 %.

La société de projet NNB, dans le respect de ses règles de gouvernance, va étudier et mettre en place les recommandations de la revue.

Le *management* du projet est mobilisé sur l'objectif initial de livraison de la tranche 1 à fin 2025 et sur l'identification et la mise en place des plans d'actions destinés à réduire les coûts et les risques.

3.4 PLAN DE CESSIONS

3.4.1 Finalisation de la cession de 49,9 % de CTE

Le 31 mars 2017, EDF a finalisé avec la Caisse des Dépôts et CNP Assurances la cession de 49,9 % du capital de la Coentreprise de transport d'électricité (ci-après, désignée « CTE ») (ex C25), détenant la totalité des titres de RTE depuis décembre 2016.

Au terme de la transaction, EDF, la Caisse des Dépôts et CNP Assurances sont coactionnaires de CTE, avec une participation de 50,1 % pour EDF, 29,9 % pour la Caisse des Dépôts et 20 % pour CNP Assurances.

L'opération a été réalisée sur la base d'une valorisation de 8,2 milliards d'euros pour 100 % des fonds propres de RTE.

Le nouveau pacte d'actionnaires renforce la stratégie d'investissement de long terme de RTE visant à optimiser le Réseau de Transport d'Électricité au service de la transition énergétique.

Impacts sur les comptes consolidés

Cette transaction a un impact sur les autres produits et charges d'exploitation de 1 462 millions d'euros (1 289 millions d'euros sur le résultat net consolidé) et

(1) Pour un prix d'acquisition à 100% de 2 475 millions d'euros.

(2) Hors intérêts intercalaires et hors effet de change par rapport à un taux de change de référence du projet de 1 livre = 1,23 euro.

(3) Nets des plans d'actions.

6. ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

contribue à une diminution de l'endettement financier net du Groupe EDF à hauteur d'environ 4 milliards d'euros.

Pour rappel, la quote-part de 49,9 % des éléments du bilan de la société CTE destinée à la vente avait été reclassée, au 31 décembre 2016, en actifs et passifs détenus en vue de leur vente.

Aux termes de cette opération, la participation de 50,1 % dans CTE, évaluée à sa valeur historique, est consolidée par mise en équivalence et est intégralement affectée aux actifs dédiés.

3.4.2 EDF finalise la cession des actifs d'EDF Polska à PGE

Le 13 novembre 2017, EDF a finalisé la cession des actifs d'EDF Polska (cogénération et production d'électricité)⁽¹⁾ à PGE Polska Grupa Energetyczna SA⁽²⁾.

La finalisation de l'opération fait suite à la levée de l'ensemble des approbations et autorisations réglementaires requises dans le cadre du contrat de vente signé entre EDF et PGE le 19 mai 2017.

L'opération a été réalisée sur la base d'une valorisation d'EDF Polska d'environ 6,1 milliards de zlotys pour 100 % du périmètre (soit près de 1,4 milliard d'euros)⁽³⁾. Elle contribue à une diminution de l'endettement financier net du Groupe EDF à hauteur de 1,0 milliard d'euros.

Cette transaction n'a pas d'effet significatif sur le compte de résultat du Groupe.

Pour rappel, les éléments du bilan de l'ensemble des activités d'EDF Polska destinés à la vente avaient été reclassés, au 31 décembre 2016, en actifs et passifs détenus en vue de leur vente.

3.4.3 Cession de 100 % d'EDF Démász Zrt.

Le 31 janvier 2017, EDF et ENKSZ ont finalisé la cession de la totalité du capital d'EDF Démász. La finalisation de l'opération fait suite à l'approbation de l'autorité de régulation hongroise du secteur de l'énergie, ainsi qu'à l'autorisation du ministère français en charge de l'économie.

La transaction qui valorise les 100 % d'EDF dans EDF Démász à environ 400 millions d'euros, n'a pas d'effet significatif sur le compte de résultat du Groupe.

3.4.4 EDF Trading et JERA : cession des activités de négoce de charbon

Suivant les accords contractuels signés avec JERA Trading Singapore (« JERA TS ») le 21 décembre 2016, EDF Trading a acquis en avril 2017 un tiers des parts de la nouvelle société de trading (« JERA Trading »), à qui elle a cédé plusieurs actifs en lien avec son activité de charbon sur l'année 2017, d'autres cessions devant intervenir ultérieurement.

À fin décembre 2017, l'opération n'a pas d'effet significatif sur le compte de résultat du Groupe.

3.5 ÉMISSION D'OBLIGATIONS SAMOURAÏ DE 137 MILLIARDS DE YENS

Le 20 janvier 2017, EDF a levé 137 milliards de yens, soit environ 1,1 milliard d'euros, à travers 4 obligations senior sur le marché japonais (« obligations Samouraï ») de maturité 10 ans et au-delà :

- obligation de 107,9 milliards de yens, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 1,088 % ;
- obligation verte de 19,6 milliards de yens, d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 1,278 % ;

■ obligation verte de 6,4 milliards de yens, d'une maturité de 15 ans avec un coupon fixe de 1,569 % ;

■ obligation de 3,1 milliards de yens, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 1,870 %.

Avec l'émission de deux tranches vertes, d'un montant total de 26 milliards de yens qui seront dédiés au financement de ses investissements renouvelables, EDF ouvre le marché Samouraï Green et continue ainsi de participer activement au développement des Green Bonds comme outils de financement de la transition énergétique.

3.6 INCONSTITUTIONNALITÉ DE LA CONTRIBUTION DE 3 % SUR LES REVENUS DISTRIBUÉS

La contribution sur les revenus distribués, instaurée en 2012, impose les sociétés qui effectuent des distributions en numéraire à hauteur de 3 % des sommes distribuées.

À la suite de procédures contentieuses, le Conseil constitutionnel a jugé le 6 octobre dernier que cette contribution était inconstitutionnelle car elle portait atteinte aux principes d'égalité devant la loi et les charges publiques dans la mesure où elle créait des différences de traitement fiscal sur la seule base de l'origine (et la nature) du bénéfice distribué.

Le Groupe EDF avait déposé des réclamations pour 220 millions d'euros au titre des exercices 2013 à 2017 et a comptabilisé en 2017 un produit d'impôt sur les sociétés afférent pour 255 millions d'euros incluant 35 millions d'euros d'intérêts moratoires. Fin décembre 2017, le Groupe a reçu de l'État un remboursement partiel de ces réclamations à hauteur de 235 millions d'euros.

3.7 OPÉRATIONS ET ÉVÈNEMENTS MAJEURS DE L'EXERCICE 2016

3.7.1 Allongement à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales nucléaires REP 900 MW en France⁽⁵⁾

En 2016, le Groupe a considéré que toutes les conditions techniques, économiques et de gouvernance nécessaires, permettant de mettre en cohérence la durée d'amortissement de ses centrales REP 900 MW en France avec sa stratégie industrielle, étaient réunies.

Tout d'abord, compte tenu des études et travaux effectués, notamment pour le remplacement de composants et la maîtrise du vieillissement des matériels, le Groupe avait un niveau d'assurance suffisant quant à la capacité technique des installations à fonctionner au moins 50 ans, ce qui a été également conforté par le benchmark international.

Par ailleurs, le Groupe avait progressé avec l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) sur le contenu de la 4^e visite décennale de ce palier (VD4, projet inclus dans le programme Grand carénage). Les éléments de ces VD4 étaient en effet, même s'il restait des points à finaliser, en phase de convergence avec l'ASN comme en témoignait la réponse au dossier d'orientation du réexamen adressée à EDF par l'ASN en avril 2016. L'autorité de sûreté y indiquait son accord avec les thèmes retenus et engagements pris par l'entreprise pour la réalisation des VD4. Il s'agissait d'une étape importante du processus qui permettait d'enclencher une préparation sécurisée et industrielle des rendez-vous décennaux.

Au terme de sa VD4, le palier REP 900 MW aura ainsi atteint un niveau de sûreté aussi proche de celui de l'EPR, et parmi les plus élevés sur le plan international.

(1) Le périmètre concerné par cette transaction inclut la centrale de Rybnik, les centrales de cogénération au charbon de Cracovie, Czechnica, Gdansk, Gdynia, Torun et Wroclaw ainsi que les centrales de cogénération au gaz de Zawidawie et Zielona Gora, représentant une capacité totale installée de 4,4 GWth et 1,4 GWe. Il inclut également les réseaux de chaleur de Czechnica, Torun, Zawidawie et Zielona Gora. La centrale de Wroclaw, ainsi que les centrales et réseaux de chaleur de Czechnica, Zawidawie et Zielona Gora sont détenues indirectement à 50 % + 1 action via la société Kogeneracja.

(2) PGE est détenue à 58 % par l'État polonais et est le principal producteur d'électricité du pays.

(3) Au 31 décembre 2016.

(4) Représentant 4,9 milliards de zlotys (environ 1,1 milliard d'euros), déduction faite des intérêts minoritaires.

(5) Hors Fessenheim.

De plus, la prolongation du parc de réacteurs nucléaires au-delà de 40 ans présente une rentabilité nettement positive et supérieure à un scénario d'arrêt à 40 ans, même en cas de prix long terme dégradés.

En outre, le principe de prolongation au-delà de 40 ans est inscrit dans la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) adoptée par le décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016 comme étant nécessaire à la sécurité d'approvisionnement. La prolongation de la durée d'exploitation des tranches 900 MW est compatible avec les objectifs (notamment de développement des énergies renouvelables (EnR) et de maîtrise des émissions de gaz à effet de serre) inscrits dans la PPE.

La meilleure estimation de la durée d'amortissement des centrales du palier 900 MW du Groupe est désormais de 50 ans. Cette estimation comptable ne préjuge pas des décisions d'autorisation de poursuite d'exploitation qui seront données tranche par tranche par l'Autorité de Sécurité après chaque visite décennale, comme prévu par la loi et comme c'est déjà le cas aujourd'hui.

Le Groupe a ainsi procédé à ce changement d'estimation comptable au 1^{er} janvier 2016, pour l'ensemble des centrales du palier 900 MW – à l'exception de la centrale de Fessenheim.

Les impacts sur les états financiers consolidés de l'exercice 2016 ont été les suivants :

- au 1^{er} janvier 2016 :
 - diminution de 2 044 millions d'euros des provisions liées à la production nucléaire du fait du décalage des échéanciers de décaissements dont 1 657 millions d'euros concernant les provisions soumises à couverture par des actifs dédiés,
 - diminution des actifs d'un même montant, conformément aux dispositions d'IFRIC 1. Cette baisse des actifs a été fiscalisée pour sa quasi-totalité ce qui a généré une dette d'impôt exigible de 679 millions d'euros ;
- sur le résultat 2016, les impacts ont été estimés par rapport à une durée d'amortissement qui aurait été maintenue à 40 ans :
 - diminution des charges d'amortissements de 965 millions d'euros du fait de la baisse de la valeur des actifs et de l'allongement de la durée d'amortissement,
 - diminution des charges de désactualisation de 90 millions d'euros du fait de la baisse des provisions,
 - diminution des produits de 42 millions d'euros du fait de la baisse des reprises en résultat des contributions reçues sur centrales en participation ;
- soit au total une augmentation du résultat avant impôt de 1 013 millions d'euros, et du résultat net consolidé de 664 millions d'euros.

3.7.2 Hinkley Point C : signature des contrats définitifs

Le 21 octobre 2015, EDF et China General Nuclear Power Corporation (CGN) ont signé un accord stratégique d'investissement conduisant au co-investissement dans la construction de deux réacteurs EPR sur le site d'Hinkley Point C (HPC) dans le Somerset. L'accord inclut également un partenariat au Royaume-Uni afin de développer les centrales nucléaires de Sizewell C (SZC) dans le Suffolk et de Bradwell B (BRB) dans l'Essex.

Les contrats définitifs concernant Hinkley Point C ont été signés le 29 septembre 2016, après la décision finale d'investissement autorisée par le Conseil d'administration d'EDF le 28 juillet 2016.

Au titre de l'accord stratégique d'investissement, EDF détient 66,5 % de la société de projet HPC et CGN 33,5 %.

Comme cela a été annoncé le 21 octobre 2015, la société de projet HPC et le département de l'Énergie et du Changement Climatique (DECC) ont finalisé les conditions du contrat pour différence (CfD) qui avait été validé par la Commission européenne en octobre 2014 au titre de la réglementation des aides d'État.

Signé le 29 septembre 2016, le CfD vise à garantir les revenus dégagés sur l'électricité produite et vendue par HPC grâce au versement d'une rémunération en fonction de la différence entre le prix d'exercice contractuel défini ci-dessous et le prix du marché sur une période de 35 ans à compter de la mise en service.

Impacts sur les comptes consolidés 2016

Les contrats signés ont conduit notamment à la cession partielle par EDF de 33,5 % d'Hinkley Point C et de 20 % de Sizewell C à CGN. S'agissant de cessions d'intérêts ne donnant pas le contrôle, ces deux entités sont restées consolidées en intégration globale et l'opération a été sans effet résultat. Cette opération a eu un impact de (548) millions d'euros sur les capitaux propres – part du Groupe et 1 510 millions d'euros sur les capitaux propres – intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle. Ces montants comprennent la réallocation aux intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle, d'une partie du goodwill d'EDF Energy, qui pour l'essentiel a été reconnu lors de l'acquisition de British Energy en 2009.

Le montant encaissé en 2016 au titre de ces transactions était de 830 millions d'euros. Par ailleurs, CGN a participé à hauteur de sa quote-part dans les augmentations de capital réalisées postérieurement à cet accord dans les sociétés Hinkley Point C et Sizewell C pour un montant global de 469 millions d'euros.

3.7.3 Émissions obligataires senior

Le 6 octobre 2016, EDF a levé l'équivalent de 5,4 milliards d'euros avec une série d'émissions obligataires senior en dollars américains, euros et francs suisses se décomposant comme suit :

- EDF a lancé une émission obligataire senior multi-devises de 3 milliards d'euros sur 4 tranches :
 - obligation verte (*Green Bond*) de 1 750 millions d'euros, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 1 %,
 - obligation de 750 millions d'euros, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 1,875 %,
 - obligation de 400 millions de francs suisses, d'une maturité de 8 ans avec un coupon fixe de 0,3 %,
 - obligation de 150 millions de francs suisses, d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 0,65 % ;
- le même jour, EDF a levé 2,7 milliards de dollars américains sur 2 obligations seniors auprès d'une vingtaine d'investisseurs sur le marché taiwanais (« obligations Formosa ») :
 - obligation de 491 millions de dollars, d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 4,65 %,
 - obligation de 2 164 millions de dollars, d'une maturité de 40 ans avec un coupon fixe de 4,99 %.

Ces opérations participent au financement de la stratégie d'investissement du Groupe et s'inscrivent dans le cadre de la politique d'allongement de la maturité de sa dette.

3.7.4 Cession partielle de la créance CSPE

Le 22 décembre 2016, EDF a cédé une quote-part (26,4 %) de la créance de la Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE) qu'il détient sur l'État à raison du déficit de compensation de la CSPE accumulé au 31 décembre 2015.

Cette créance a été cédée à un pool d'investisseurs constitué d'un établissement bancaire et d'un Fonds Commun de Titrisation (FCT) dédié. Le produit de cette cession s'élève à 1 538 millions d'euros.

La créance cédée comprend une composante hors actifs dédiés. La cession de cette composante conduit à une amélioration de l'Endettement Financier Net (EFN) (tel que défini en note 38.3) à hauteur de 644 millions d'euros. Le solde correspond à la partie de la créance affectée aux actifs dédiés. Elle a été réinvestie au sein de ces actifs.

3.7.5 Protocole d'indemnisation relatif à la fermeture de la centrale de Fessenheim

Le Conseil d'administration d'EDF, réuni le 24 janvier 2017, a examiné les termes du protocole négocié entre l'Entreprise et l'État afin de fixer les conditions d'indemnisation du préjudice résultant, pour l'Entreprise, de la fermeture de la centrale nucléaire de Fessenheim, en application de la loi du 17 août 2015.

Cette loi plafonne à 63,2 GW la capacité de production d'électricité d'origine nucléaire installée en France. Il en résulte que la mise en service de l'EPR de Flamanville 3 est conditionnée à l'arrêt, à la même date, d'une capacité de production équivalente.

Le Conseil a été informé de l'avis unanimement négatif rendu par le CCE le 10 janvier 2017.

Le Conseil a approuvé les termes du protocole et autorisé le Président-Directeur Général à le signer, le moment venu, au nom d'EDF.

Le protocole prévoit, au bénéfice d'EDF, l'indemnisation suivante :

- une part fixe initiale couvrant l'anticipation des coûts à engager après arrêt du réacteur et fin d'exploitation (dépenses de reconversion du personnel, de démantèlement, de taxe Installation Nucléaire de Base (INB) et de « post-exploitation »). Cette part fixe est estimée à ce jour à environ 490 millions d'euros avec une prévision de versement de 20 % en 2019 et 80 % en 2021 ;
- une part additionnelle variable donnant lieu le cas échéant à des versements ultérieurs, reflétant le manque à gagner pour EDF jusqu'en 2041. Celui-ci sera déterminé en fonction des prix de marché et de la production du palier 900 MW d'EDF, hors Fessenheim, tels que constatés sur cette période. Les partenaires d'EDF dans la centrale (EnBW et CNP) pourront, à certaines conditions, recevoir une quote-part de l'indemnisation du manque à gagner en fonction de leurs droits contractuels sur la capacité de production de la centrale.

Par ailleurs, la fermeture de Fessenheim nécessite un décret abrogeant l'autorisation d'exploitation de la centrale, pris sur demande de l'entreprise et qui, en application de la loi, prendra effet lors de la mise en service de l'EPR de Flamanville 3, prévue fin 2018.

Dans l'intérêt social de l'entreprise, et pour se conformer au plafond légal de 63,2 GW, le Conseil a subordonné la présentation de cette demande d'abrogation à l'entrée en vigueur des autorisations nécessaires à la poursuite de la construction de l'EPR de Flamanville 3 et à la poursuite de l'exploitation de Paluel 2, actuellement à l'arrêt, ainsi qu'à la confirmation par la Commission européenne de la conformité du protocole à la réglementation en matière d'aides d'État.

NOTE 4 ÉVOLUTIONS RÉGLEMENTAIRES EN FRANCE

4.1 TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTES D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE (TRV)

Tarifs bleus

Depuis le 8 décembre 2015 conformément à la loi NOME (article L. 337-4, L. 337-13 du Code de l'énergie), la CRE est en charge de transmettre aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie ses propositions motivées de Tarifs Réglementés de Vente d'électricité. L'absence d'opposition de ces derniers dans un délai de trois mois vaut approbation.

Le mouvement tarifaire de l'été 2017 a eu lieu conformément à ce processus : par décision du 27 juillet 2017, confirmant la délibération de la CRE du 6 juillet 2017, les tarifs réglementés Bleu Résidentiels et Non Résidentiels (HT) ont augmenté de + 1,7 % au 1^{er} août 2017.

Par ailleurs, lors de la préparation du mouvement tarifaire 2017, la CRE a fait procéder à un audit de l'affectation des coûts commerciaux d'EDF afin de vérifier l'application de la méthodologie garantissant que les TRV ne supportaient pas les coûts de développement des offres de marché proposées par EDF. Ce point a été confirmé publiquement dans la délibération de la CRE du 6 juillet 2017 portant proposition de mouvement tarifaire.

Les mouvements tarifaires de 2016 et 2017 font l'objet de recours introduits devant le Conseil d'État par l'Anode et Engie.

4.2 TARIFS D'UTILISATION DES RÉSEAUX PUBLICS D'ÉLECTRICITÉ (TURPE)

TURPE 5 Transport et Distribution

La CRE a publié le 17 novembre 2016 les délibérations portant décision sur le TURPE 5 Transport et le TURPE 5 Distribution pour la période 2017-2020. Le nouveau cadre tarifaire TURPE 5 est entré en vigueur au 1^{er} août 2017.

- Le TURPE 5 Transport intègre une hausse tarifaire de 6,76 % au 1^{er} août 2017, qui a pris effet à cette date, suivie d'une évolution des tarifs au 1^{er} août des années 2018 à 2020 selon l'inflation moyenne constatée sur l'année calendaire précédente corrigée d'un facteur d'apurement du solde du compte de régularisation des charges et produits (CRCP)⁽¹⁾. Le TURPE 5 Transport fixe un coût moyen pondéré du capital (CMPC) à 6,125 % pour la rémunération de la base d'actifs de RTE contre 7,25 % pour TURPE 4.
- Le TURPE 5 Distribution intègre une hausse tarifaire de 2,71 % au 1^{er} août 2017, qui a pris effet à cette date, suivie d'une évolution des tarifs au 1^{er} août des années 2018 à 2020 selon l'inflation moyenne constatée sur l'année calendaire précédente corrigée d'un facteur d'apurement du solde du CRCP. TURPE 5 conserve la méthode prévalant au calcul des charges de capital en fixant la marge sur actifs à 2,6 % et la rémunération des capitaux propres régulés à 4,1 %.

Compte de Régularisation des Charges et des Produits (CRCP)

Le CRCP est un outil extra-comptable en place depuis TURPE 2 qui permet de suivre les écarts entre les réalisations et les prévisions présidant à l'élaboration du tarif sur des postes de charges et de produits bien identifiés, et de prendre en compte les incitations financières résultant de l'application des mécanismes de régulation incitative prévus par le tarif.

L'apurement du CRCP s'opère à chaque évolution tarifaire au 1^{er} août et conduit à un ajustement à la hausse (cas d'une dette vis-à-vis du tarif) ou à la baisse (cas d'une créance vis-à-vis du tarif) de l'évolution tarifaire annuelle.

Publications au *Journal officiel* et recours

Par décision du 12 janvier 2017, publiée au *Journal officiel* le 17 janvier 2017, la ministre chargée de l'énergie, qui disposait d'un délai de deux mois, a demandé à la

CRE une nouvelle délibération, estimant que sa délibération du 17 novembre 2016 ne tenait pas compte des orientations de politique énergétique du pays.

Par une nouvelle délibération du 19 janvier 2017, la CRE a maintenu sa délibération initiale du 17 novembre 2016. Les deux délibérations ont été publiées au *Journal officiel* du 28 janvier 2017. Le 2 février 2017, Enedis a déposé devant le Conseil d'État une requête en annulation à l'encontre de ces deux délibérations de la CRE.

Le 3 février 2017, EDF, en sa qualité d'actionnaire d'Enedis, a également déposé devant le Conseil d'État une requête en annulation à l'encontre des mêmes délibérations de la CRE.

Commissionnement fournisseur

La CRE a complété sa délibération du 17 novembre 2016 d'une décision du 26 octobre 2017, publiée au *Journal officiel* du 14 décembre 2017, relative à la rémunération à verser par Enedis aux fournisseurs pour la gestion par ces derniers des clients en contrat unique (« commissionnement fournisseurs »). Prenant acte des modifications apportées au Code de l'énergie par la loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 *mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures conventionnels et non conventionnels et portant diverses dispositions relatives à l'énergie et à l'environnement*, notamment en ce qui concerne la compétence de la CRE sur le commissionnement fournisseur, la CRE a, dans une nouvelle délibération du 18 janvier 2018 dont la publication au *Journal officiel* devrait intervenir dans les prochaines semaines, repris l'ensemble de sa délibération du 26 octobre dernier.

Le contenu des délibérations confirme le principe de commissionnement identique pour tous les fournisseurs commercialisant des offres de marché en contrat unique. Seuls les tarifs réglementés donneront lieu à un commissionnement légèrement inférieur (environ 2 € par point de livraison), cet écart se résorbant régulièrement jusqu'à disparaître à l'issue d'une période de cinq ans.

Pour la rémunération des charges de gestion de clientèle au titre du passé (avant le 1^{er} janvier 2017), la CRE fixe dans sa délibération un montant qu'elle considère comme un plafond qui peut être pris en compte par le TURPE.

La loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 précitée introduit une disposition visant à écarter la possibilité pour les fournisseurs d'obtenir auprès des gestionnaires de réseaux une rémunération pour les prestations de gestion de clientèle réalisées par le passé.

Le 23 décembre 2016, la société Engie avait assigné Enedis à ce titre devant le Tribunal de commerce de Paris. La procédure est en cours.

Fonds de Péréquation de l'Électricité

La CRE a publié le 30 novembre 2017 sa consultation n° 2017-017 relative aux niveaux de dotation au titre du Fonds de Péréquation de l'Électricité pour EDF SEI au titre des années 2018 à 2021. Cette consultation intègre à la fois les niveaux de rémunération et le cadre de régulation envisagés pour EDF SEI.

La délibération associée est attendue pour début 2018.

4.3 COMPENSATION DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE L'ÉNERGIE (CSPE)

Cadre légal et réglementaire

Le mécanisme de compensation des charges de Service Public de l'Énergie est issu d'une réforme établie par la loi de finances rectificative 2015, publiée au *Journal officiel* le 30 décembre 2015. Le cadre législatif et réglementaire prévoit l'inscription en loi de finances, dès 2016, des charges de service public de l'énergie (électricité et gaz) à compenser *via* deux comptes du budget de l'État. Ainsi, dans la continuité de l'année 2017, la loi de finances initiale pour 2018 prévoit au titre des charges de l'année 2018 :

- un compte d'affectation spéciale « Transition énergétique » (CAS) doté d'un montant de 7,2 milliards d'euros, et destiné principalement à la compensation des surcoûts des contrats d'obligations d'achat des EnR et de biogaz pour

(1) Mécanisme permettant de mesurer et de compenser les écarts entre les réalisations et les prévisions sur lesquelles sont fondés les tarifs.

6. ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes consolidés

l'ensemble des opérateurs, au paiement de l'annuité de remboursement du déficit cumulé dû à EDF, et au remboursement des avances aux industriels bénéficiant avant 2016 de plafonnements de taxe CSPE ;

- un compte « Service public de l'énergie » du Budget Général doté d'un montant de 3 milliards d'euros pour compenser les charges de solidarité des fournisseurs de gaz et d'électricité, les coûts liés aux obligations d'achat hors EnR (cogénération essentiellement) et les charges liées à la péréquation tarifaire dans les Zones Non Interconnectées. Les intérêts associés au déficit cumulé dû à EDF sont également financés *via* le Budget Général.

À noter, à partir de 2018, la disparition progressive des Tarifs de Première Nécessité (TPN électricité) et des Tarifs Spéciaux de Solidarité (gaz), qui seront remplacés par le chèque-énergie, dont la charge n'est pas supportée par EDF SA mais est cependant budgétée par l'État dans le programme « Service Public de l'Énergie ». EDF supportera néanmoins des charges en 2018 au titre des délais de facturation du TPN 2017.

Le financement du mécanisme est en 2018, assuré comme suit :

- les charges liées à la transition énergétique, qui correspondent aux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables, ainsi qu'au remboursement du déficit de compensation « historique » au 31 décembre 2015 supporté par EDF, sont inscrites en dépenses d'un compte d'affectation spéciale (CAS) « transition énergétique » créé par la loi de finances rectificative pour 2015. La loi n° 2016-1917 du 29 décembre 2016 de finances pour 2017 prévoit que les deux recettes abondant le CAS sont une fraction de la taxe intérieure sur les houilles, les lignites et les cokés (TICC) ainsi qu'une fraction de la taxe intérieure sur les produits énergétiques (TICPE). La loi de finances pour 2018 substitue à ces pourcentages de TICC et de TICPE un montant afin de s'affranchir des aléas de prévisions de rendement de ces taxes ainsi qu'un élargissement des recettes du CAS qui intégrera les revenus tirés de la mise aux enchères des garanties d'origine prévue à l'article L. 314-14-1 du Code de l'énergie ;
- les autres charges de service public – hors charges liées aux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables – (précarité, péréquation tarifaire dans les ZNI, cogénération, budget du médiateur de l'énergie, etc.) sont inscrites directement au budget général ;
- les recettes de la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité, renommée « Contribution au Service Public de l'Électricité » (CSPE) sont reversées directement au budget général. La CSPE est perçue directement auprès des consommateurs finals d'électricité sous la forme d'un prélèvement additionnel sur le prix de vente de l'électricité (et collectée par les fournisseurs) ou directement auprès des producteurs qui produisent de l'électricité pour leurs propres besoins.

Le niveau de la CSPE est fixé au même niveau en 2018, qu'en 2017 à 22,5 €/MWh pour le taux plein, et entre 7,5 €/MWh et 0,5 €/MWh pour sept niveaux de tarifs réduits déterminés sur des critères d'électro-intensivité, de catégorie d'activité et de risque de fuite carbone des installations (risque de délocalisation d'industries vers des pays émettant plus de gaz à effet de serre en raison de leur mix électrique).

Les coûts liés à la conclusion et à la gestion des contrats d'obligation d'achat sont en 2018, éligibles à compensation comme c'était déjà le cas en 2017, pour un montant annuel de l'ordre de 45 millions d'euros.

Par ailleurs, la loi de finance rectificative pour 2017 a ajusté à la baisse les compensations versées par l'État au titre des charges de service public en 2017 : celles-ci avaient en effet fortement diminué en raison de la hausse du prix du marché de l'électricité entre la vision de juillet 2016 pour 2017 et la vision de juillet 2017 pour 2017 : cela a donc mécaniquement fait diminuer l'écart entre le tarif d'achat et le prix de valorisation de l'électricité sur le marché.

Charges de service public d'EDF

Le montant des charges à compenser à EDF (hors annuité de remboursement et intérêts associés) au titre de l'année 2017 s'élève à 6 558 millions d'euros, en légère hausse par rapport à 2016, en raison de l'augmentation de la production éolienne et photovoltaïque.

Les montants encaissés pendant l'année 2017 (hors annuité de remboursement et intérêts associés), s'établissent à 7 065 millions d'euros, en hausse par rapport à 2016.

Cette hausse s'explique principalement par la décision de l'État de décaler de décembre 2016 à janvier 2017 le versement à EDF de 414 millions d'euros de

compensations en provenance du CAS « Transition énergétique ». Un arrêté de report de crédit du 28 mars 2017 a permis d'ajuster les conséquences de ce décalage sur les crédits du CAS « Transition énergétique » pour l'année 2017.

Par ailleurs, la créance d'EDF liée au déficit cumulé de compensation, qui s'élevait à 5 780 millions d'euros au 31 décembre 2015, a fait l'objet d'un échéancier de remboursement qui est inscrit dans l'arrêté du 13 mai 2016 modifié le 2 décembre 2016. Cet échéancier prévoit un remboursement total de cette créance d'ici 2020. Par ailleurs, EDF a titrisé le 22 décembre 2016 une partie de cette créance (1,5 milliard d'euros) sous la forme d'une cession Daily bancaire auprès de deux groupes de cessionnaires, cession acceptée par l'État. En conséquence, depuis le 1^{er} janvier 2017, EDF perçoit une quote-part de 73,6 % des flux payés par l'État pour rembourser la créance inscrite dans l'échéancier de remboursement, le reliquat étant directement versé aux cessionnaires.

À fin décembre 2017, l'État avait versé 881 millions d'euros sur les 904 millions d'euros dus au titre de 2017. Les 23 millions d'euros restants ont été versés le 2 janvier 2018.

Enfin, conformément au décret n° 2016-158 du 18 février 2016 relatif à la compensation des charges de service public de l'énergie, la CRE a publié le 13 juillet 2017 la délibération constatant les charges de service public au titre de 2016 (6 345 millions d'euros), la nouvelle prévision des charges au titre de 2017 (6 698 millions d'euros) et la prévision des charges au titre de 2018 (7 390 millions d'euros).

4.4 MÉCANISME DE CAPACITÉ

Le 13 novembre 2015, la Commission européenne a ouvert une enquête approfondie au regard des règles européennes sur les aides d'État portant sur le projet de mécanisme de capacité français.

Le 8 novembre 2016, la Commission européenne a autorisé le projet français de mécanisme de capacité. Au cours de l'enquête, la France a accepté de modifier le mécanisme comme suit : introduction de contrats de long terme (7 ans) pour les nouvelles capacités, prise en compte des capacités étrangères et mesures visant à empêcher toute manipulation du marché.

S'agissant de la capacité relative à l'année 2017, deux sessions de marché ont été organisées par EPEX Spot le 15 décembre 2016 et le 27 avril 2017. Les volumes échangés et les prix entre obligés (acheteurs de capacités) et exploitants (vendeurs de capacités) se sont élevés à 22,6 GW en décembre 2016 pour un prix de 10 €/kW (prix de référence marché pour l'année 2017) et 0,5 GW en avril 2017 pour un prix de 10,42 €/kW.

Le prix de la capacité est répercuté dans les contrats des clients du fournisseur EDF, comme dans ceux des autres fournisseurs. Pour les clients en offre de marché, le prix de la capacité est d'ores et déjà inclus dans la facturation. Pour les clients aux tarifs réglementés de vente, le coût de la capacité a été pris en compte dans le mouvement tarifaire d'août 2017.

S'agissant de la capacité relative à l'année 2018, de nouvelles sessions de marché ont eu lieu en novembre 2017 (10,96 GW échangés à un prix de 9,31 €/KW) et décembre 2017 (10,25 GW échangés à un prix de 9,38 €/KW), déterminant le prix de référence marché pour l'année 2018 à 9,34 €/KW.

En décembre 2017 s'est également tenue la première enchère de capacités relatives à l'année 2019, pour un volume de 1,22 GW à un prix de 13 €/KW.

En 2018, des sessions complémentaires auront lieu portant sur les années 2017 et 2018 (rééquilibrage des acteurs) et sur les années ultérieures (2019 à 2022).

4.5 TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE DE GAZ EN FRANCE (TRV)

Par une décision du 19 juillet 2017, le Conseil d'État a annulé le décret du 16 mai 2013 relatif aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel au motif que le maintien de tels tarifs est contraire au droit de l'Union européenne. En effet, les TRV gaz ne remplissent pas les conditions posées par la directive 2009/73/CE et, plus particulièrement, ne poursuivent aucun objectif d'intérêt économique général.

Cette décision n'a toutefois eu pour effet que d'annuler le décret contesté et non les dispositions réglementaires du Code de l'énergie relatives aux TRV gaz en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2016.

En l'état, donc, les TRV gaz demeurent tant que le Premier ministre n'a pas procédé à l'abrogation de ces dispositions.

4.6 CERTIFICATS D'ÉCONOMIE D'ÉNERGIE (CEE) : MISE EN PLACE DE LA QUATRIÈME PÉRIODE (2018-2020)

Le décret n° 2017-690 du 2 mai 2017 pris par le ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer et publié au *Journal officiel* le 3 mai 2017 fixe le niveau d'obligation pour la quatrième période d'obligations d'économies d'énergie s'étendant du 1^{er} janvier 2018 au 31 décembre 2020. Celui-ci relève fortement le niveau global des obligations sur les trois années de cette période : 1 200 TWhc pour les obligations dites « classiques » et 400 TWhc pour les obligations devant être réalisées au profit de ménages en situation de précarité, versus respectivement 700 TWhc et 150 TWhc pour la période précédente.

Pour satisfaire cette obligation, les vendeurs d'énergie disposent de trois sources d'approvisionnement : l'accompagnement des consommateurs dans leurs opérations d'efficacité énergétique, le financement de programmes CEE approuvés par le ministère et les achats de certificats à des acteurs éligibles. L'avance éventuellement prise sur la période précédente (stock de CEE) contribue également à éteindre

l'obligation. En cas de déficit en fin de période, les acteurs obligés doivent acquitter auprès du Trésor Public la pénalité libératoire prévue à l'article L. 221-4 du Code de l'énergie dont le montant (15 € par MWhc manquant) est environ trois fois le coût actuel de l'obligation classique.

Le groupe EDF mettra tout en œuvre pour accroître progressivement sa production de certificats afin d'atteindre l'objectif fixé par l'État. Cependant, le relèvement significatif du niveau d'obligations combiné à l'existence d'un marché CEE actuellement peu profond et dont la liquidité future est incertaine, expose le Groupe à un risque de déficit de certificats pour cette quatrième période.

4.7 ARENH

Après une souscription significative au guichet de novembre/décembre 2016, confirmée au guichet de mai 2017, pour un total de livraison 2017 de l'ordre de 82 TWh, la souscription ARENH au guichet de novembre 2017 pour l'année 2018 s'élève à 94,6 TWh. Les souscriptions au titre des pertes sur les réseaux ont fortement augmenté (0,7 TWh en 2017, contre 9,2 TWh en 2018) du fait d'une évolution récente des règles. Le volume de 85,4 TWh demandé par les fournisseurs alternatifs est en hausse d'environ 4 TWh sur 2017.

Ce volume de souscription résulte des prix en vigueur depuis la fin du troisième trimestre 2017 sur l'année 2018 et du fait que l'ARENH inclut une livraison de garantie de capacités.

6.

NOTE 5 ÉVOLUTIONS DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION

Les principales évolutions du périmètre de consolidation sur l'exercice 2017 sont présentées en note 3 (Framatome, cession partielle de CTE et cessions des activités d'EDF Polska, de Démász Zrt et de Jera) et dans la note ci-dessous.

5.1 PRISE DE CONTRÔLE DE LA SOCIÉTÉ FUTUREN

En juin et juillet 2017, EDF Énergies Nouvelles a acquis 87,5 % du capital (soit 240 855 625 actions) et 87,2 % des droits de vote de la société Futuren, ainsi que 62,7 % des obligations OCEANE encore en circulation (soit 105 601 OCEANE). Ces acquisitions se sont effectuées, conformément à l'accord conclu le 10 mai 2017 avec les actionnaires majoritaires de la société et à une Offre Publique d'Achat Simplifiée au prix de 1,15 € par action ordinaire et 9,37 € par OCEANE (coupon détaché).

Le groupe Futuren est spécialisé dans l'éolien terrestre. Il est présent dans quatre pays avec 389 MW bruts éolien en exploitation (France, Allemagne, Italie et Maroc), 21 MW en construction (France), 212 MW en développement (France) et 357 MW en gestion d'actifs (Allemagne).

Le groupe Futuren a communiqué dans ses comptes consolidés du 30 juin 2017 un EBITDA semestriel de 17 millions d'euros et des capitaux propres de 180 millions d'euros.

Depuis le 30 juin 2017, le groupe Futuren est consolidé en intégration globale.

5.2 GROUPE DALKIA : CESSION DE PARTICIPATIONS DANS COGESTAR 1,2 ET 3

Le fonds Amundi Transition Énergétique (ATE) (via sa filiale Edulis Finance), société commune entre EDF et Amundi, a pris une participation dans le capital de la société Cogestar 3 le 22 décembre 2017 correspondant à 70 % des parts en capital pour 15 millions d'euros. Dalkia, conserve 30 % du capital et demeure le prestataire exclusif de Cogestar 3 pour toute la durée de vie des actifs de cogénération détenus par ces dernières.

L'analyse réalisée sur les droits de vote et la gouvernance de Cogestar 3 confirme le maintien du contrôle exclusif de Dalkia. La cession des titres à ATE, considérée comme une transaction entre actionnaires sans changement de contrôle, est sans impact significatif sur les capitaux propres du Groupe.

L'opération inclut une émission obligataire (exclusivement des obligations convertibles en actions) par Cogestar 3 pour un montant de 48 millions d'euros souscrite par ATE. Les obligations convertibles sont qualifiées d'instruments de capitaux propres au sens d'IAS 32 (voir note 27.4).

Cette opération est présentée dans les flux de financement du tableau de flux de trésorerie.

En 2016, ATE, via sa filiale Edulis Finance, avait pris une participation de 70 % dans le capital des entités Cogestar 1&2 pour un montant de 53 millions d'euros. Cette opération comportait également l'émission d'obligations convertibles en actions pour 86 millions d'euros souscrites par ATE.

NOTE 6 INFORMATIONS SECTORIELLES

6.1 INFORMATIONS PAR SECTEUR OPÉRATIONNEL

L'information sectorielle est présentée conformément à la norme IFRS 8 « Secteurs opérationnels ».

Les données sectorielles s'entendent avant éliminations intersecteurs. Les transactions entre secteurs sont réalisées aux prix de marché.

Conformément aux dispositions de cette norme, la ventilation retenue par le groupe EDF correspond aux secteurs opérationnels tels qu'ils sont régulièrement examinés par le Comité exécutif.

Suite à l'acquisition de Framatome au 31 décembre 2017 (voir note 3.2), le Groupe a créé un nouveau secteur « Réacteurs et Services (Framatome) ».

Les secteurs retenus par le Groupe sont les suivants :

- « France – Activités de production et commercialisation » ;

- « France – Activités régulées » qui regroupe les activités de distribution, l'activité transport, les activités insulaires d'EDF et les activités d'Électricité de Strasbourg ;

- « Réacteurs et Services (Framatome) » du fait de son acquisition au 31 décembre 2017, les éléments de bilan du sous-groupe Framatome sont intégrés dans ce secteur ;

- « Royaume-Uni » qui désigne les entités du sous-groupe EDF Energy ;

- « Italie » qui désigne les entités Edison et TdE SpA ;

- « Autre international » qui désigne EDF International et les autres entités électriques et gazières situées en Europe continentale, aux États-Unis, en Amérique latine et en Asie ;

- « Autres métiers » qui comprend en particulier EDF Trading, EDF Énergies Nouvelles, Dalkia et EDF Investissements Groupe.

Aucun regroupement de secteurs n'a été effectué.

6.1.1 Au 31 décembre 2017

(en millions d'euros)	France – Activités de production et commercialisation	France – Activités régulées	Réacteurs et Services (Framatome)	Royaume- Uni	Italie	Autre international	Autres métiers	Éliminations intersecteurs	Total
Compte de résultat :									
Chiffre d'affaires externe	34 533	5 732	-	8 681	9 918	4 649	6 119	-	69 632
Chiffre d'affaires intersecteur	1 073	10 164	-	7	22	173	1 694	(13 133)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	35 606	15 896	-	8 688	9 940	4 822	7 813	(13 133)	69 632
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	4 876	4 898	-	1 035	910	457	1 566	-	13 742
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	3 039	2 035	-	(296)	(96)	314	641	-	5 637
Bilan :									
Goodwill	-	223	1 257	7 586	18	15	937	-	10 036
Immobilisations incorporelles et corporelles	50 344	59 008	2 336	14 074	6 396	2 155	12 550	-	146 863
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises ⁽¹⁾	1 990	-	92	114	67	3 812	1 174	-	7 249
Autres actifs sectoriels ⁽²⁾	28 909	3 904	1 694	4 306	2 405	628	7 433	-	49 279
Actifs détenus en vue de la vente	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres actifs non affectés	-	-	-	-	-	-	-	-	67 325
TOTAL ACTIF	81 243	63 135	5 379	26 080	8 886	6 610	22 094	-	280 752
Autres informations :									
Dotations aux amortissements	(3 128)	(2 797)	-	(1 097)	(603)	(246)	(666)	-	(8 537)
Pertes de valeur	(73)	-	-	(246)	(150)	(19)	(30)	-	(518)
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	-	39	209	5 109	370	407	1 208	-	7 342
Investissements corporels et incorporels	5 831	4 003	-	2 408	457	325	1 723	-	14 747

(1) Au 31 décembre 2017, les participations dans les entreprises associées et les coentreprises comprennent 50,1 % d'intérêts dans le palier CTE (coentreprise détenant les titres RTE) désormais rattaché au secteur France – Activités de production et commercialisation.

(2) Les autres actifs sectoriels comprennent les stocks, les clients et comptes rattachés et les autres débiteurs. Par convention, la créance CSPE est affectée intégralement au secteur France – Activités régulées pour 1 147 millions d'euros.

6.1.2 Au 31 décembre 2016

<i>(en millions d'euros)</i>	France – Activités de production et commer- cialisation	France – Activités régulées	Royaume- Uni	Italie	Autre international	Autres métiers	Éliminations intersecteurs	Total
Compte de résultat :								
Chiffre d'affaires externe	34 137	5 387	9 266	11 105	5 138	6 170	-	71 203
Chiffre d'affaires intersecteur	1 054	10 341	1	20	148	1 564	(13 128)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	35 191	15 728	9 267	11 125	5 286	7 734	(13 128)	71 203
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	6 156	5 102	1 713	641	711	2 091	-	16 414
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	3 265	2 395	486	(255)	213	1 410	-	7 514
Bilan :								
Goodwill	-	223	7 818	2	13	867	-	8 923
Immobilisations incorporelles et corporelles	47 136	57 305	13 353	6 887	2 242	11 780	-	138 703
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises ⁽¹⁾	355	2 558	59	104	4 587	982	-	8 645
Autres actifs sectoriels ⁽²⁾	30 098	4 281	4 386	2 696	738	8 118	-	50 317
Actifs détenus en vue de la vente	-	2 623	-	-	2 115	482	-	5 220
Autres actifs non affectés	-	-	-	-	-	-	-	69 833
TOTAL ACTIF	77 589	66 990	25 616	9 689	9 695	22 229	-	281 641
Autres informations :								
Dotations aux amortissements	(2 681)	(2 674)	(1 069)	(558)	(378)	(606)	-	(7 966)
Pertes de valeur	(65)	-	(81)	(159)	(194)	(140)	-	(639)
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	-	38	4 782	400	641	1 063	-	6 924
Investissements corporels et incorporels	5 752	3 779	1 911	436	497	2 022	-	14 397

(1) Au 31 décembre 2016, les participations dans les entreprises associées et les coentreprises comprenaient les données de RTE dans le secteur France – Activités régulières.

(2) Les autres actifs sectoriels comprennent les stocks, les clients et comptes rattachés et les autres débiteurs. Par convention, la créance CSPE est affectée intégralement au secteur France – Activités régulières pour 1 647 millions d'euros.

6.2 CHIFFRE D'AFFAIRES EN PROVENANCE DE CLIENTS TIERS VENTILÉ PAR GROUPES DE PRODUITS OU SERVICES

Le chiffre d'affaires du Groupe est ventilé par groupes de produits ou services définis comme suit :

■ « **Production – Commercialisation** » : production d'énergie et sa vente aux entreprises, aux collectivités locales, aux professionnels et aux résidents. La « Production – Commercialisation » inclut également les activités de *trading* de matières premières ;

■ « **Distribution** » : gestion de réseaux publics de distribution d'électricité basse et moyenne tension ;

■ « **Autres** » : services énergétiques (chauffage urbain, services thermiques...) aux entreprises et aux collectivités ainsi que les nouveaux métiers qui ont notamment pour objet le développement de la production d'électricité à partir de cogénération et d'énergies renouvelables (éoliennes, photovoltaïque...).

<i>(en millions d'euros)</i>	Production – Commercialisation	Distribution	Autres	Total
2017 :				
Chiffre d'affaires externe :				
■ dont France ⁽¹⁾	24 832	15 352	80	40 264
■ dont International et autres métiers	24 201	-	5 167	29 368
CHIFFRE D'AFFAIRES	49 033	15 352	5 247	69 632
2016 :				
Chiffre d'affaires externe :				
■ dont France ⁽¹⁾	24 247	15 202	75	39 524
■ dont International et autres métiers	26 652	145	4 882	31 679
CHIFFRE D'AFFAIRES	50 899	15 347	4 957	71 203

(1) La France regroupe ici les deux secteurs opérationnels « France – Activités de production et commercialisation » et « France – Activités régulées » (voir note 6.1).

COMPTE DE RÉSULTAT

NOTE 7 CHIFFRE D'AFFAIRES

Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2017	2016
Ventes d'énergie et de services liés à l'énergie	66 835	68 128
Autres ventes de biens et de services	2 193	2 051
Trading	604	1 024
CHIFFRE D'AFFAIRES	69 632	71 203

Retraite des effets de change et périmètre, l'évolution du chiffre d'affaires observée sur l'exercice 2017 (- 1,0 %) s'explique principalement par la diminution du chiffre d'affaires en Italie, partiellement compensée par la hausse du chiffre d'affaires en France.

En Italie, le chiffre d'affaires est en décroissance en raison de la baisse des volumes d'électricité et gaz, notamment sur les marchés de gros, sans impact significatif sur la marge.

En France, les Activités de production et commercialisation présentent une hausse du chiffre d'affaires sur l'exercice 2017, qui est liée aux fortes souscriptions ARENH en 2017 (82,1 TWh) alors que les souscriptions étaient nulles en 2016. Cette augmentation est partiellement compensée par les effets de la régularisation des tarifs réglementés de vente relative à la période du 1^{er} août 2014 au 31 juillet 2015, enregistrées en 2016, de 1 030 millions d'euros sans équivalent en 2017.

6.

NOTE 8 ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE

Les différentes composantes constituant les achats de combustible et d'énergie sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2017	2016
Achats consommés de combustible – production d'énergie	(12 473)	(12 639)
Achats d'énergie	(16 723)	(14 805)
Charges de transport et d'acheminement	(8 968)	(9 017)
Résultat lié à la comptabilité de couverture	80	(110)
(Dotations) et reprises de provisions liées au combustible nucléaire et aux achats d'énergie	443	521
ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	(37 641)	(36 050)

Les achats consommés de combustible comprennent les coûts relatifs aux matières premières pour la production d'énergie (charbon, biomasse, fioul, propane, matières fissiles, combustibles nucléaires et gaz), les achats de prestations rattachées au cycle du combustible nucléaire ainsi que les coûts relatifs aux mécanismes environnementaux (principalement droits d'émission de gaz à effet de serre et certificats d'énergie renouvelable).

Les achats d'énergie comprennent les achats d'énergie produite par des tiers, y compris celle issue de la cogénération en vue de la revente.

La hausse des achats d'énergie s'explique principalement par le *sourcing* des souscriptions ARENH en France dans un contexte de baisse de la production nucléaire. Cette hausse est partiellement compensée par une diminution des achats en Italie en lien avec l'évolution du chiffre d'affaires.

NOTE 9 AUTRES CONSOMMATIONS EXTERNES

Les différentes composantes constituant les autres consommations externes sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2017	2016
Services extérieurs	(11 678)	(11 177)
Autres achats (hors services extérieurs, combustible et énergie)	(2 706)	(2 486)
Production stockée et immobilisée	5 485	4 728
(Dotations) et reprises de provisions sur autres consommations externes	160	33
AUTRES CONSOMMATIONS EXTERNES	(8 739)	(8 902)

Retraitées des effets de change et périmètre, les autres consommations externes sont en diminution de l'ordre de - 3,1 % par rapport à 2016, principalement sur le secteur opérationnel France – Activités de production et commercialisation.

NOTE 10 CHARGES DE PERSONNEL

10.1 CHARGES DE PERSONNEL

Les différentes composantes des charges de personnel sont les suivantes :

<i>(en millions d'euros)</i>	2017	2016
Rémunérations	(7 790)	(7 860)
Charges de sécurité sociale	(1 844)	(1 885)
Intéressement et participation	(223)	(218)
Autres contributions liées au personnel	(383)	(366)
Autres charges liées aux avantages à court terme	(212)	(242)
Avantages à court terme	(10 452)	(10 571)
Charges liées aux régimes à cotisations définies	(938)	(939)
Charges liées aux régimes à prestations définies	(994)	(839)
Avantages postérieurs à l'emploi	(1 932)	(1 778)
Autres avantages à long terme	(83)	(190)
Indemnités de fin de contrat	11	(4)
Autres charges de personnel	(72)	(194)
CHARGES DE PERSONNEL	(12 456)	(12 543)

10.2 EFFECTIFS MOYENS

	2017	2016
Statut IEG	100 185	103 275
Autres	50 888	51 533
EFFECTIFS MOYENS	151 073	154 808

Les effectifs moyens du Groupe présentés dans le tableau ci-dessus n'intègrent pas l'effet de l'acquisition de Framatome, compte tenu de sa date d'acquisition (31 décembre 2017).

Les effectifs moyens des entités contrôlées et en activités conjointes sont présentés en équivalents temps plein.

Une présentation plus détaillée des catégories d'effectifs est présentée dans les « Informations environnementales et sociétales – Ressources humaines », partie 3.7.3.3 « Indicateurs sociaux » du document de référence.

NOTE 11 IMPÔTS ET TAXES

Les impôts et taxes s'analysent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	2017	2016
Impôts et taxes sur rémunérations	(267)	(265)
Impôts et taxes liés à l'énergie	(1 518)	(1 566)
Autres impôts et taxes	(1 756)	(1 825)
IMPÔTS ET TAXES	(3 541)	(3 656)

Les autres impôts et taxes comprennent essentiellement les taxes foncières, la cotisation foncière des entreprises, la cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises et concernent principalement la France.

NOTE 12 AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS

Les autres produits et charges opérationnels s'analysent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	2017	2016
Subventions d'exploitation	12.1	6 823	6 765
Résultat de déconsolidation	12.2	214	290
Résultat de cession d'immobilisations	12.2	57	108
Dotations nettes aux provisions sur actifs courants		42	(17)
Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation		137	41
Autres produits et charges	12.3	(786)	(825)
AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS		6 487	6 362

12.1 SUBVENTIONS D'EXPLOITATION

Les subventions d'exploitation comprennent principalement la subvention reçue ou à recevoir par EDF au titre de la CSPE, qui se traduit dans les comptes par un produit de 6 547 millions d'euros en 2017 (6 510 millions d'euros en 2016).

12.2 RÉSULTATS DE DÉCONSOLIDATION ET DE CESSIONS D'IMMOBILISATIONS

Les résultats de déconsolidation et de cession d'immobilisations intègrent principalement en 2017 :

- des plus-values de cession d'actifs de production d'EDF Énergies Nouvelles réalisées dans le cadre de ses activités de développement-vente d'actifs structurés (DVAS) pour 180 millions d'euros (357 millions d'euros en 2016) ;
- des plus-values de cession relatives à des actifs immobiliers en France et en Italie pour 307 millions d'euros (230 millions d'euros en France en 2016).

12.3 AUTRES PRODUITS ET CHARGES

Les autres produits et charges sont stables par rapport à 2016. Ils comprennent notamment les pertes relatives aux créances d'exploitation irrécouvrables, ainsi que les coûts relatifs aux Certificats d'Économie d'Énergie (CEE) utilisés ou consommés sur l'exercice.

NOTE 13 PERTES DE VALEUR/REPRISES

13.1 PERTES DE VALEUR PAR CATÉGORIES D'IMMOBILISATIONS

Les pertes de valeur et reprises s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	2017	2016
Pertes de valeur sur goodwill	18	-	-
Pertes de valeur sur autres actifs incorporels	19	(16)	(159)
Pertes de valeur sur actifs corporels et actifs destinés à être cédés	21-22-46	(502)	(480)
PERTES DE VALEUR NETTES DES REPRISES		(518)	(639)

Pour mémoire, les pertes de valeur enregistrées au 31 décembre 2016 s'élevaient à (639) millions d'euros et concernaient :

- des actifs thermiques pour (269) millions d'euros (principalement en Pologne, ainsi qu'au Royaume-Uni et en France) ;
- certains champs d'exploration-production d'Edison et des actifs hydrauliques pour (160) millions d'euros ;
- différentes UGT d'EDF Énergies Nouvelles (notamment une usine biogaz aux États-Unis) pour (127) millions d'euros ;
- d'autres pertes de valeur sur des actifs spécifiques pour (83) millions d'euros.

Des pertes de valeur pour un montant de (481) millions d'euros avaient par ailleurs été comptabilisées au titre des entreprises associées (voir note 23).

Les pertes de valeur enregistrées en 2017 s'élèvent à (518) millions d'euros, et se détaillent comme suit.

13.2 TESTS DE PERTE DE VALEUR SUR LES GOODWILL, ACTIFS INCORPORELS ET CORPORELS

Les tableaux ci-après présentent le résultat des tests de dépréciation effectués sur les principaux goodwill, immobilisations incorporelles à durée de vie indéterminée et autres actifs du Groupe en 2017, ainsi que certaines hypothèses-clés retenues.

Comme indiqué en note 3.2, le Groupe a finalisé l'acquisition de 75,5 % du capital de Framatome en date du 31 décembre 2017. Les actifs acquis, notamment goodwill, immobilisations incorporelles et corporelles ont été comptabilisés à leur juste valeur au 31 décembre 2017.

PERTES DE VALEUR SUR GOODWILL ET IMMOBILISATIONS INCORPORELLES À DURÉE DE VIE INDÉTERMINÉE

Secteur opérationnel	Unité Génératrice de Trésorerie ou actif	Valeur nette comptable (en millions d'euros)	CMPC après impôt	Taux de croissance à l'infini	Pertes de valeur 2017 (en millions d'euros)
Royaume-Uni	Goodwill EDF Energy	7 586	6,3 %	-	-
Italie	Marque Edison	945	6,4 % - 9,1 %	2,0 %	-
	Goodwill Dalkia	536	4,6 %	1,5 %	-
Autres métiers	Marque Dalkia	130	5,1 %	1,5 %	-
	Actifs spécifiques – France	-	-	-	(16)
PERTES DE VALEUR SUR GOODWILL ET IMMOBILISATIONS INCORPORELLES À DURÉE DE VIE INDÉTERMINÉE					(16)

PERTES DE VALEUR SUR AUTRES ACTIFS INCORPORELS ET CORPORELS

Secteur opérationnel	Unité Génératrice de Trésorerie ou actif	Indices de perte de valeur	CMPC après impôt	Pertes de valeur 2017 (en millions d'euros)	
Royaume-Uni	Centrales charbon	Baisse des <i>clean dark spread</i> et décision de fermeture anticipée	6,0 % - 6,3 %	(246)	
	Stockages gaz	Niveaux de volatilité des prix durablement bas			
Italie	Actif immobilier	Baisse de la parité euro-dollar	4,8 % - 10,3 %	(150)	
	Actifs E&P d'Edison				
Autres métiers	UGT d'EDF Énergies Nouvelles		3,8 % - 13,0 %	(29)	
France – Actifs spécifiques	Actifs immobiliers			(57)	
Autres pertes de valeur	Projets hydrauliques			(20)	
PERTES DE VALEUR SUR AUTRES ACTIFS INCORPORELS ET CORPORELS					(502)

Hypothèses générales

La note 1.3.15 explique la méthodologie retenue par le Groupe pour réaliser les tests de dépréciation.

Les CMPC sur les pays de référence sont globalement en baisse par rapport au 31 décembre 2016 (baisse plus ou moins marquée selon les pays, de l'ordre de 10 à 70 points de base). Sur les pays cœur de la zone euro (en particulier France et Belgique), la légère diminution du CMPC s'inscrit notamment dans la tendance baissière des taux sans risque ces dernières années. Pour les autres pays de la zone euro (notamment l'Italie), la baisse plus marquée du CMPC reflète l'évolution positive du risque pays. Les résultats des tests font l'objet d'analyses de sensibilité au taux d'actualisation dont les principaux résultats sont détaillés ci-dessous.

L'environnement de marché en 2017 reste dégradé et volatil, dans le prolongement des conditions observées depuis 2015. La faiblesse des prix de marché de l'électricité et des matières premières, ainsi que du CO₂, pèse sur la rentabilité des actifs de production traditionnels (essentiellement thermiques) et l'introduction récente des mécanismes de capacité, sous différentes modalités selon les pays, ne permet pas à ce stade de rétablir une rémunération suffisante pour ces moyens de production.

Toutefois, sur l'horizon de marché, les prix *forward* sont en légère amélioration par rapport aux niveaux de prix retenus dans le cadre du PMT précédent.

Sur l'horizon moyen et long terme, la vision des fondamentaux est relativement stable par rapport à l'an dernier. La trajectoire des prix des combustibles et de l'électricité retenue dans le cadre des tests de dépréciation ressort légèrement en deçà de celle retenue l'an dernier, excepté au Royaume-Uni où les trajectoires de prix exprimées en livres sterling sont légèrement supérieures à celles retenues l'an dernier.

S'agissant d'hypothèses structurantes pour la détermination de la valeur recouvrable et en conséquence, des résultats des tests de dépréciation, des analyses de sensibilité sont réalisées sur les courbes de prix long terme.

À fin 2017, le contexte macroéconomique présenté ci-avant n'introduit pas de nouveau risque majeur pour le Groupe par rapport à ceux déjà appréhendés dans les états financiers des derniers exercices ; les dépréciations constatées traduisent des risques propres à certaines UGT ou actifs spécifiques.

Royaume-Uni – EDF Energy

Actifs thermiques et de stockage gaz

Pour rappel, (1 096) millions d'euros de dépréciations avaient été comptabilisées en 2015 au titre des actifs thermiques d'EDF Energy (principalement centrales à charbon et stockages gaz, dans une moindre mesure CCGT) traduisant la faiblesse des niveaux de *spread*, de volatilité et des revenus complémentaires générés par le mécanisme de capacité. Des risques additionnels avaient également été identifiés en 2016 pour un montant de (44) millions d'euros.

Au 31 décembre 2017, la persistance d'un environnement de marché dégradé pour les centrales charbon (baisse des *clean dark spread* et résultats des enchères de capacité en deçà des attentes) et pour les stockages gaz (niveaux de volatilité durablement bas) a conduit le Groupe à revoir la stratégie associée à ces actifs conduisant à des décisions de fermeture anticipée, de cession ou de mise sous cocon. Ainsi, les durées d'exploitation des centrales charbon de Cottam et West Burton A ont été réappréciées et fixées à 2019 et 2021, respectivement, en cohérence avec les résultats des dernières enchères de capacité. Les changements d'hypothèses relatifs à l'utilisation par le Groupe de ces actifs conduisent à déprécier intégralement leur valeur comptable résiduelle à fin 2017, soit (188) millions d'euros.

La mise à jour du test de dépréciation de la centrale CCGT de West Burton B conduit à mettre en évidence un excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable. Étant considéré à ce stade que le résultat du test ne traduit pas nécessairement une amélioration pérenne des perspectives de rentabilité de l'actif, il n'a pas été effectué de reprise partielle de la dépréciation qui avait été enregistrée en 2015 sur cet actif pour un montant de (216) millions d'euros.

Une variation de 5 % des *clean spark spread* aurait un impact d'environ 5 % sur la valeur recouvrable du CCGT West Burton B, sans remise en cause d'un excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable.

Actifs nucléaires (centrales en exploitation et projet Hinkley Point C)

La valeur recouvrable des actifs nucléaires existants (7 centrales) est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie sur la durée de vie des actifs avec l'hypothèse d'un allongement de 20 ans de la centrale de Sizewell B de type REP (pour mémoire, la prolongation des durées d'exploitation des autres centrales de type RAG a déjà été actée par l'autorité de sûreté britannique, les extensions les plus récentes ayant été annoncées en février 2016). La valeur recouvrable du parc nucléaire d'EDF Energy est en amélioration par rapport à 2016, en lien avec les trajectoires de prix long terme légèrement plus favorables, et significativement supérieure à la valeur comptable des actifs. Les sensibilités menées sur la courbe de prix de référence ne remettent pas en cause l'existence d'un excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable, issu du test de dépréciation.

Le goodwill d'EDF Energy s'élève à 7,6 milliards d'euros au 31 décembre 2017 (soit 6,7 milliards de livres sterling). Il résulte principalement de l'acquisition de British Energy en 2009.

La valeur recouvrable d'EDF Energy est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie sur la durée de vie attendue des actifs, en tenant compte du projet de construction de deux EPR d'une durée de vie de soixante ans sur le site d'Hinkley Point, projet ayant donné lieu à signature des contrats définitifs le 29 septembre 2016. Les flux futurs de trésorerie relatifs à ces centrales sont déterminés par référence au *Contract for Difference* (CfD) conclu entre le Groupe et le gouvernement britannique. Le CfD introduit des prix stables et prévisibles pour EDF Energy sur un horizon de 35 ans à compter de la date de mise en service des deux EPR : si les prix de marché se situent en dessous du prix d'exercice du CfD, EDF Energy recevra un paiement complémentaire.

Le test tient compte de la revue des coûts du projet (cf. communiqué de presse du 3 juillet 2017) et intègre donc désormais un coût à terminaison du projet (hors intérêts intercalaires et hors effet de change par rapport à un taux de change de référence du projet de 1 livre = 1,23 euro) de 19,6 milliards de livres sterling 2015, soit une augmentation de 1,5 milliard de livres par rapport aux évaluations précédentes, avec le maintien d'une livraison de la tranche 1 fin 2025. Cette estimation intègre la réussite de plans d'actions opérationnels, en partenariat avec les fournisseurs. Les surcoûts (nets des plans d'actions) estimés résultent essentiellement d'une meilleure appréhension du design, adapté aux demandes des régulateurs, du volume et du séquençage des travaux sur site et de la mise en place progressive des contrats fournisseurs. Le taux de rentabilité prévisionnel (TRI) pour EDF est désormais estimé à environ 8,5 % contre environ 9 % initialement. Sur ces bases révisées, l'excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable d'EDF Energy reste significatif au 31 décembre 2017.

La revue de projet identifiait par ailleurs un risque de report de la livraison (COD) estimé à 15 mois pour la tranche 1 et à 9 mois pour la tranche 2, induisant un coût supplémentaire potentiel de l'ordre de 0,7 milliard de livres sterling 2015, et dans cette hypothèse un TRI pour EDF d'environ 8,2 %. Ce risque de report et de surcoût associé réduirait la marge du test d'EDF Energy d'environ 20 %.

Des sensibilités plus dégradées ont également été conduites à titre illustratif, avec par exemple, un décalage de la mise en service de 4 ans et un surcoût associé de 4 milliards de livres sterling par rapport au nouveau business plan de référence, ne remettant pas en cause la valeur comptable d'EDF Energy.

D'autre part, d'autres actifs dont un actif immobilier ont été dépréciés pour 58 millions d'euros.

Par ailleurs, si le Brexit n'a pas d'impact immédiat sur les tests de dépréciation des actifs d'EDF Energy puisque la majorité des flux (recettes, coûts, investissements) ainsi que les actifs sont libellés en livres sterling, les conséquences à plus long terme restent encore difficiles à anticiper eu égard aux incertitudes relatives au calendrier et aux modalités de sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne. Le Groupe suivra l'évolution des taux de rendement exigés par les investisseurs ainsi que l'évolution des prix des combustibles, des prix du CO₂ et des données macroéconomiques comme la croissance du PIB, qui pourraient avoir des incidences potentielles sur les courbes de prix.

Italie – Edison

S'agissant d'un actif incorporel à durée de vie indéterminée, la marque « Edison », reconnue lors de la prise de contrôle en 2012 pour un montant de 945 millions d'euros, a fait l'objet d'un test de dépréciation qui ne conduit pas à identifier un risque de perte de valeur. Le test a été réalisé en utilisant la méthode du taux de redevance du chiffre d'affaires.

Pour rappel, des pertes de valeur d'un montant de (1 419) millions d'euros avaient été constatées en 2015 au titre des actifs de production d'électricité (thermiques et renouvelables) et d'exploration-production d'Edison. Des risques additionnels avaient également été identifiés en 2016 pour un montant de (160) millions d'euros, sur des actifs d'exploration-production et sur des actifs hydrauliques.

Au 31 décembre 2017, la valeur recouvrable de la majorité des actifs est stable ou en légère amélioration du fait d'un environnement de marché court terme légèrement plus favorable, associé à une maîtrise des trajectoires de coûts et d'investissements. Des risques additionnels d'un montant de (150) millions d'euros ont toutefois été mis en évidence en 2017 sur certains champs d'exploration-production sous l'effet notamment d'une dégradation de paramètres macroéconomiques (taux de change euro dollars, prime de risque pays). À titre d'information, une variation de 1 % du taux de change euro/dollar a un impact d'environ 10 millions d'euros sur la valeur recouvrable exprimée en euros des actifs d'exploration-production dont les flux de trésorerie sont générés en dollars.

Par ailleurs, dans le cadre de la réalisation des tests de dépréciation, les tests de sensibilité donnent les indications suivantes :

- pour les actifs de production d'électricité, une baisse de 10 % des prix de l'électricité ou une hausse de 50 points de base du CMPC entraînerait un risque maximal d'environ (30) millions d'euros, soit moins de 2 % de la valeur comptable de ces actifs ;
- s'agissant des actifs d'exploration production, une baisse des prix des commodités de 5 % introduirait un risque additionnel de l'ordre de (30) millions d'euros.

Autres métiers

EDF Énergies Nouvelles

En 2017, (29) millions d'euros de pertes de valeur ont été comptabilisés au titre de différentes UGT d'EDF Énergies Nouvelles (concernant principalement une société spécialisée dans les batteries aux États-Unis).

Dalkia

Au 31 décembre 2017, le goodwill de Dalkia ressort à 536 millions d'euros ; il résulte principalement de l'acquisition du groupe Dalkia en France aux termes de l'accord conclu avec Veolia Environnement le 25 mars 2014.

La valeur recouvrable du groupe Dalkia est déterminée sur la base des flux futurs de trésorerie projetés sur un horizon moyen terme et d'une valeur terminale représentative de la projection des flux à l'infini. D'après les hypothèses actualisées en 2017, la valeur recouvrable reste supérieure à la valeur comptable. Les paramètres-clés du test sont notamment la méthodologie de calcul de la valeur terminale et le taux d'actualisation pour lesquels des analyses de sensibilité ont été menées sans remettre en cause l'excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable.

La marque « Dalkia » reconnue à l'occasion de la prise en contrôle en 2014 pour un montant de 130 millions d'euros est évaluée selon la méthode des taux de redevance du chiffre d'affaires. L'actualisation du test au 31 décembre 2017 permet de justifier sa valeur dans les comptes.

France – Production et commercialisation

La gestion intégrée et l'interdépendance des différents moyens de production (nucléaires, thermiques et hydrauliques) constitutifs du parc français, indépendamment de leurs capacités techniques maximales, ont conduit le Groupe à le considérer sous la forme d'une seule et unique UGT. Cette UGT n'inclut aucun goodwill.

Même en l'absence d'indicateur de perte de valeur, un test est néanmoins réalisé du fait de la valeur très significative de cette UGT dans les états financiers du Groupe, et de son exposition importante aux prix de marché, depuis la disparition des tarifs réglementés dit « jaune » et « vert » au 1^{er} janvier 2016.

La valeur recouvrable du parc de production est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie selon la méthodologie usuelle du Groupe, décrite en note 1.3.15, sur la durée de vie des actifs, avec un CMPC après impôt de 5,2 %. S'agissant des actifs nucléaires, le Groupe retient l'hypothèse, dans sa valorisation de base, d'une prolongation à 50 ans de la durée de vie des centrales en cohérence avec sa stratégie industrielle. La capacité nucléaire reste par ailleurs plafonnée à 63,2 gigawatts conformément à la loi de transition énergétique.

Une hypothèse de rémunération de capacité stable de 10 euros₂₀₁₆ du kilowatt est prise en compte, en ligne avec le prix établi à l'occasion des dernières enchères du mécanisme de capacité français organisées sur EPEX Spot.

Le test de dépréciation ainsi réalisé conduit à constater un excédent significatif entre la valeur recouvrable et la valeur comptable du parc de production en France, conforté par la légère hausse des prix de l'électricité sur l'horizon de marché et par la mise en œuvre des plans d'économies.

Les hypothèses structurantes du test sont notamment la durée de vie des actifs nucléaires, le scénario de prix à moyen et long terme, le taux d'actualisation, l'évolution des coûts et des investissements ainsi que l'hypothèse de rémunération de la capacité. Chacune de ces hypothèses-clés a fait l'objet d'une analyse de sensibilité qui ne remet pas en cause l'existence d'un excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable.

France – Pertes de valeur sur actifs spécifiques

Le Groupe a par ailleurs comptabilisé (73) millions d'euros de dépréciations au titre d'actifs spécifiques, notamment au titre de certains actifs immobiliers et à des projets hydrauliques.

Enfin des pertes de valeur au titre des entreprises associées ont également été enregistrées au 31 décembre 2017 à hauteur de (618) millions d'euros ; celles-ci sont présentées dans la note 23.

NOTE 14 AUTRES PRODUITS ET CHARGES D'EXPLOITATION

Les autres produits et charges d'exploitation s'élèvent à 1 363 millions d'euros sur l'exercice 2017 et comprennent principalement une plus-value de 1 462 millions d'euros dans le cadre de la cession de 49,9 % de la participation du Groupe dans CTE (voir note 3.4.1).

Les autres produits et charges d'exploitation de l'exercice 2016 intégraient principalement un produit de 112 millions d'euros suite au dénouement favorable

d'un litige avec l'État hongrois. Ce versement était consécutif à l'arbitrage rendu par la Cour Permanente d'Arbitrage de La Haye suite à des demandes d'indemnisation pour la perte des contrats d'achat d'énergie électrique à long terme (PPA) et de remboursement des coûts échoués.

NOTE 15 RÉSULTAT FINANCIER

15.1 COÛT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT

Les différentes composantes constituant le coût de l'endettement financier brut sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2017	2016
Charges d'intérêts sur opérations de financement	(1 869)	(1 907)
Variation de juste valeur des dérivés et éléments de couverture sur dettes	37	(11)
Reprise en résultat des variations de juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie	31	122
Résultat net de change sur endettement	23	(31)
COÛT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT	(1 778)	(1 827)

15.2 EFFET DE L'ACTUALISATION

La charge de désactualisation concerne principalement les provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers cœurs ainsi que les provisions pour avantages à long terme et postérieurs à l'emploi.

Cette charge d'actualisation est en baisse en lien avec la baisse de taux d'actualisation réel (voir note 29.1.5.1)

La décomposition de cette charge est présentée ci-après :

(en millions d'euros)	2017	2016
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme	(884)	(1 048)
Provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers cœurs ⁽¹⁾	(1 968)	(2 278)
Autres provisions et avances	(107)	(91)
EFFET DE L'ACTUALISATION	(2 959)	(3 417)

(1) Y compris effet de l'actualisation de la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF (voir note 36.3).

15.3 AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS

Les différentes composantes constituant les autres produits et charges financiers sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2017	2016
Produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie	21	20
Produits (charges) sur actifs financiers disponibles à la vente	1 395	775
Produits (charges) sur autres actifs financiers	295	398
Variations des instruments financiers évalués à la juste valeur avec les variations de juste valeur en résultat	(102)	(46)
Autres charges financières	(52)	(263)
Résultat de change sur éléments financiers hors dettes	(41)	43
Produits sur les actifs de couverture	470	547
Intérêts d'emprunts capitalisés	515	437
AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	2 501	1 911

Les produits nets des charges sur les actifs financiers disponibles à la vente intègrent des résultats de cession, des produits d'intérêts et des dividendes.

En 2017, les produits et charges sur actifs financiers disponibles à la vente incluent des plus-values nettes de cessions relatives aux actifs dédiés d'EDF à hauteur de 985 millions d'euros (428 millions d'euros en 2016).

6.

NOTE 16 IMPÔTS SUR LES RÉSULTATS

16.1 VENTILATION DE LA CHARGE D'IMPÔT

La ventilation de la charge d'impôt s'établit comme suit :

(en millions d'euros)	2017	2016
Impôts courants	42	(1 886)
Impôts différés	(189)	498
TOTAL	(147)	(1 388)

En 2017, la charge d'impôt courant provient du groupe d'intégration fiscale EDF en France pour 362 millions d'euros et des autres filiales pour (320) millions d'euros (respectivement (1 458) millions d'euros et (428) millions d'euros en 2016).

Suite à l'inconstitutionnalité de la contribution de 3 % sur les revenus distribués, le Groupe a enregistré un produit d'impôt de 255 millions d'euros (voir note 3.6).

En France, la première loi de finances pour 2017 a créé deux contributions exceptionnelles additionnelles à l'impôt sur les sociétés ne s'appliquant qu'aux

résultats de 2017. Ces contributions cumulatives visent les grandes sociétés dont le chiffre d'affaires est supérieur à 1 milliard d'euros pour la première et 3 milliards d'euros pour la seconde. Le groupe EDF est concerné par ces deux contributions, portant ainsi le taux d'impôt sur les sociétés pour l'exercice 2017 à 44,43 % (y compris la contribution sociale de 3,3 %). L'augmentation de la charge d'impôt sur les sociétés, afférente à ces contributions est d'environ 69 millions d'euros.

16.2 RAPPROCHEMENT DE LA CHARGE D'IMPÔT THÉORIQUE ET DE LA CHARGE D'IMPÔT EFFECTIVE (PREUVE D'IMPÔT)

(en millions d'euros)	2017	2016
Résultat des sociétés intégrées avant impôt	3 401	4 181
Taux d'impôt sur les bénéfices applicable à la maison mère	34,43 %	34,43 %
Charge théorique d'impôt	(1 171)	(1 440)
Différences de taux d'imposition ⁽¹⁾	51	119
Différences permanentes ⁽²⁾	476	(163)
Impôts sans base ⁽³⁾	478	286
Actifs d'impôts différés non reconnus	20	(189)
Autres	(1)	(1)
CHARGE RÉELLE D'IMPÔT	(147)	(1 388)
TAUX EFFECTIF D'IMPÔT	4,32 %	33,20 %

La différence entre le taux d'impôt théorique et le taux effectif s'explique essentiellement par les éléments suivants :

■ pour 2017 :

⁽¹⁾ les impacts positifs des baisses des taux d'imposition en Belgique de 33,99 % à 25 % en 2020 et aux États-Unis de 40 % à 27 %, s'élevant respectivement à 38 millions et 46 millions d'euros,

⁽²⁾ l'impact favorable des cessions de participations (principalement l'opération CTE/RTE – voir note 3.4.1) et d'actifs soumis à un taux réduit d'imposition pour 389 millions d'euros,

⁽³⁾ l'impact favorable de la réclamation sur la contribution de 3 % sur les revenus distribués pour 255 millions d'euros (produit non imposable) ainsi que l'impact favorable de la déduction des rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée pour 195 millions d'euros ;

■ pour 2016 :

⁽¹⁾ les impacts positifs des baisses des taux d'imposition à compter de 2020 en France de 34,43 % à 28,92 % et au Royaume-Uni de 18 % à 17 %, s'élevant respectivement à 69 millions d'euros et 68 millions d'euros,

⁽²⁾ l'impact favorable de la déduction des rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée pour 200 millions d'euros.

16.3 VARIATION DES ACTIFS ET PASSIFS D'IMPÔTS DIFFÉRÉS

(en millions d'euros)	2017	2016
Impôts différés actifs	1 641	2 713
Impôts différés passifs	(2 272)	(4 122)
Impôts différés nets au 1^{er} janvier	(631)	(1 409)
Variation en résultat net	(189)	498
Variation en capitaux propres	(437)	33
Écarts de conversion	61	185
Mouvements de périmètre	22	60
Autres mouvements	32	2
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS AU 31 DÉCEMBRE	(1 142)	(631)
Dont impôts différés actifs	1 220	1 641
Dont impôts différés passifs	(2 362)	(2 272)

La variation des impôts différés en capitaux propres de l'exercice 2017 est liée à hauteur de (349) millions d'euros aux écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel pour les régimes postérieurs à l'emploi ((191) millions d'euros sur

l'exercice 2016) et pour (294) millions d'euros aux juste valeurs des instruments financiers et actifs financiers disponibles à la vente (224 millions d'euros sur l'exercice 2016).

16.4 VENTILATION DES IMPÔTS DIFFÉRÉS PAR NATURE

(en millions d'euros)	31/12/2017	31/12/2016
Impôts différés :		
Immobilisations	(5 419)	(5 344)
Provisions pour avantages du personnel	5 203	6 051
Autres provisions et pertes de valeur	378	377
Instruments financiers	163	232
Déficits reportables et crédits d'impôts non utilisés	1 289	1 279
Autres	132	48
Impôts différés actifs et passifs	1 746	2 643
Impôts différés actifs non reconnus	(2 888)	(3 274)
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS	(1 142)	(631)

Au 31 décembre 2017, les actifs d'impôts différés non reconnus représentent une économie d'impôt potentielle de 2 888 millions d'euros (3 274 millions d'euros au 31 décembre 2016) et se situent principalement en France et aux États-Unis.

En France, cette économie d'impôt potentielle à hauteur de 2 043 millions d'euros (2 385 millions d'euros au 31 décembre 2016) est essentiellement liée au stock d'impôts différés actifs relatifs aux avantages du personnel. Il n'y a donc pas de date d'expiration de ces impôts différés actifs.

Aux États-Unis, cette économie d'impôt potentielle s'élève à 499 millions d'euros (734 millions d'euros en 2016) et correspond principalement à des pertes, dont l'expiration se situe entre 2029 et 2036.

Les impôts différés actifs sur déficits reportables activés sont de 497 millions d'euros (438 millions d'euros en 2016) et se situent principalement aux États-Unis pour 199 millions d'euros (135 millions d'euros en 2016) et en France pour 51 millions d'euros (111 millions d'euros en 2016), ainsi qu'au Canada et en Italie. Ils ont été activés compte tenu de l'existence d'impôts différés passifs sur les mêmes entités fiscales qui se retournent sur les mêmes horizons temporels ou, compte tenu des perspectives de résultats fiscaux bénéficiaires.

NOTE 17 RÉSULTAT NET ET RÉSULTAT NET DILUÉ PAR ACTION

Le résultat dilué par action est calculé en divisant la part du résultat net du Groupe, corrigée de l'impact des instruments dilutifs et de la rémunération versée sur l'exercice aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée, par le nombre moyen pondéré d'actions potentielles en circulation au cours de la période après neutralisation des actions propres.

La réconciliation entre le résultat de base et le résultat dilué conduisant au calcul des résultats par action (de base et dilué) ainsi que la variation du nombre moyen pondéré d'actions utilisé pour le calcul du résultat net de base et du résultat dilué par action s'analysent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	2017	2016
Résultat attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	3 173	2 851
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	(565)	(582)
Effet des instruments dilutifs	-	-
Résultat net utilisé pour le calcul du résultat par action	2 608	2 269
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation sur l'exercice	2 660 243 412	1 980 632 028
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation – dilué sur l'exercice	2 660 243 412	1 980 632 028
Résultats par action (en euros) :		
RÉSULTAT PAR ACTION	0,98	1,15
RÉSULTAT DILUÉ PAR ACTION	0,98	1,15

En 2017, l'augmentation du capital social de EDF, le paiement en actions du solde sur dividende au titre de l'exercice 2016 et de l'acompte sur dividende au titre de l'exercice 2017 se sont traduits par une augmentation de capital et de la prime

d'émission d'un montant total de 5 427 millions d'euros correspondant à l'émission de 818 302 121 actions.

ACTIFS ET PASSIFS D'EXPLOITATION, CAPITAUX PROPRES

NOTE 18 GOODWILL

18.1 VARIATION DES GOODWILL

Les différentes composantes constituant les goodwill des sociétés intégrées sont les suivantes :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2017	31/12/2016
Valeur nette comptable à l'ouverture	8 923	10 236
Acquisitions (note 3.2)	1 396	36
Cessions	-	-
Pertes de valeur (note 13)	-	-
Écarts de conversion	(282)	(1 298)
Autres mouvements	(1)	(51)
VALEUR NETTE COMPTABLE À LA CLÔTURE	10 036	8 923
Valeur brute à la clôture	10 802	9 709
Cumul des pertes de valeur à la clôture	(766)	(786)

En 2017, les variations observées sont liées principalement à :

- l'acquisition de Framatome pour 1 257 millions d'euros (voir note 3.2) ;
- des écarts de conversion pour (282) millions d'euros, notamment du fait de la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

En 2016, les variations observées étaient liées principalement à des écarts de conversion pour (1 298) millions d'euros, notamment du fait de la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

6.

18.2 RÉPARTITION DES GOODWILL PAR SECTEUR OPÉRATIONNEL

Les goodwill se répartissent comme suit, selon l'information sectorielle présentée en note 6.1 :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2017	31/12/2016
France – Activités régulées	223	223
Réacteurs et services (Framatome) (note 3.2)	1 257	-
Royaume-Uni (EDF Energy)	7 586	7 818
Italie	18	2
Autre international	15	13
Dalkia	536	496
EDF Énergies Nouvelles	206	177
Autres	195	194
Autres métiers	937	867
TOTAL GROUPE	10 036	8 923

NOTE 19 AUTRES ACTIFS INCORPORELS

Les valeurs nettes des autres actifs incorporels se répartissent comme suit :

Au 31 décembre 2017

(en millions d'euros)	31/12/2016	Augmentations	Diminutions	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2017
Logiciels	3 624	638	(224)	(37)	23	10	4 034
Juste valeur positive des contrats matières acquis lors de regroupement d'entreprise	810	-	-	-	-	-	810
Droits d'émission de gaz à effet de serre – certificats verts	428	1 123	(1 107)	(7)	1	2	440
Autres immobilisations incorporelles	5 975	410	(113)	(46)	1 322	(47)	7 501
Immobilisations incorporelles en cours ⁽¹⁾	995	128	(2)	(6)	96	-	1 211
Valeurs brutes	11 832	2 299	(1 446)	(96)	1 442	(35)	13 996
Amortissements et pertes de valeur	(4 382)	(976)	272	58	(71)	(1)	(5 100)
VALEURS NETTES	7 450	1 323	(1 174)	(38)	1 371	(36)	8 896

(1) Les flux d'augmentations des immobilisations incorporelles en cours sont présentés nets de l'effet des mises en service.

La valeur brute des autres immobilisations incorporelles comprend au 31 décembre 2017 :

- la marque « Edison » et des actifs incorporels relatifs à des concessions hydrauliques d'Edison pour des montants respectivement de 945 millions d'euros et 729 millions d'euros ;
- la marque « Dalkia » et des actifs incorporels relatifs aux contrats de concession de Dalkia en France pour des montants respectivement de 130 millions d'euros et 962 millions d'euros ;

■ la marque « Framatome », les actifs incorporels relatifs à la technologie nucléaire ainsi que les contrats clients de Framatome respectivement pour 132 millions d'euros, 702 millions d'euros et 402 millions d'euros.

Une dépréciation des autres actifs incorporels de (16) millions d'euros a été enregistrée en 2017.

Le montant global des dépenses de recherche et développement d'EDF inscrit au compte de résultat s'élève à 546 millions d'euros en 2017.

Au 31 décembre 2016

(en millions d'euros)	31/12/2015	Augmentations	Diminutions	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2016
Logiciels	3 577	617	(381)	(135)	(60)	6	3 624
Juste valeur positive des contrats matières acquis lors de regroupement d'entreprise	810	-	-	-	-	-	810
Droits d'émission de gaz à effet de serre – certificats verts	690	935	(1 094)	(49)	(1)	(53)	428
Autres immobilisations incorporelles	5 936	341	(19)	(46)	(324)	87	5 975
Immobilisations incorporelles en cours ⁽¹⁾	1 976	87	-	(23)	(1)	(1 044)	995
Valeurs brutes	12 989	1 980	(1 494)	(253)	(386)	(1 004)	11 832
Amortissements et pertes de valeur	(4 100)	(992)	394	84	166	66	(4 382)
VALEURS NETTES	8 889	988	(1 100)	(169)	(220)	(938)	7 450

(1) Les autres mouvements comprennent le reclassement de certains coûts relatifs à l'EPR Flamanville 3 en immobilisations corporelles en cours.

La valeur brute des autres immobilisations incorporelles comprenait au 31 décembre 2016 :

- la marque « Edison » et des actifs incorporels relatifs à des concessions hydrauliques d'Edison pour des montants de respectivement 945 millions d'euros et 729 millions d'euros ;
- la marque « Dalkia » et des actifs incorporels relatifs aux contrats de concession de Dalkia en France pour des montants de respectivement 130 millions d'euros et 912 millions d'euros.

Une dépréciation des autres actifs incorporels de (159) millions d'euros a été enregistrée en 2016.

Le montant global des dépenses de recherche et développement d'EDF inscrit au compte de résultat s'élevait à 572 millions d'euros en 2016.

NOTE 20 IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE

20.1 VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE

(en millions d'euros)	31/12/2017	31/12/2016
Immobilisations	53 034	51 489
Immobilisations en cours	1 705	1 575
IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	54 739	53 064

20.2 VARIATION DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE (HORS IMMOBILISATIONS EN COURS)

(en millions d'euros)	Terrains et constructions	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
Valeurs brutes au 31/12/2016	2 601	86 959	3 909	93 469
Augmentations ⁽¹⁾	164	3 762	389	4 315
Diminutions	(19)	(766)	(167)	(952)
VALEURS BRUTES AU 31/12/2017	2 746	89 955	4 131	96 832
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2016	(1 337)	(38 141)	(2 502)	(41 980)
Dotations nettes aux amortissements	(58)	(216)	(187)	(461)
Diminutions	7	678	162	847
Autres mouvements ⁽²⁾	(9)	(2 099)	(96)	(2 204)
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR AU 31/12/2017	(1 397)	(39 778)	(2 623)	(43 798)
Valeurs nettes au 31/12/2016	1 264	48 818	1 407	51 489
VALEURS NETTES AU 31/12/2017	1 349	50 177	1 508	53 034

(1) Les augmentations comprennent également les remises d'ouvrage par les concédants.

(2) Les autres mouvements concernent principalement les amortissements des biens concédés effectués en contrepartie des dépréciations des comptes spécifiques de passifs de concessions.

NOTE 21 IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS

21.1 VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS

La valeur nette des immobilisations en concessions des autres métiers se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2017	31/12/2016
Immobilisations	6 369	6 010
Immobilisations en cours	1 238	1 606
IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS	7 607	7 616

21.2 VARIATION DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS (HORS IMMOBILISATIONS EN COURS)

(en millions d'euros)	Terrains et constructions	Installations productions thermique et hydraulique	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
Valeurs brutes au 31/12/2016	1 452	11 795	41	546	13 834
Augmentations	29	891	18	47	985
Diminutions	(5)	(41)	(20)	(5)	(71)
Écarts de conversion	-	(59)	(1)	(1)	(61)
Mouvements de périmètre	13	23	-	3	39
Autres mouvements	-	(43)	1	(8)	(50)
VALEURS BRUTES AU 31/12/2017	1 489	12 566	39	582	14 676
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2016	(873)	(6 570)	(18)	(363)	(7 824)
Dotations nettes aux amortissements	(29)	(361)	(4)	(35)	(429)
Pertes de valeur nettes de reprises	-	(150)	-	-	(150)
Diminutions	4	27	-	6	37
Écarts de conversion	-	38	-	-	38
Mouvements de périmètre	-	-	-	-	-
Autres mouvements	3	17	-	1	21
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR AU 31/12/2017	(895)	(6 999)	(22)	(391)	(8 307)
Valeurs nettes au 31/12/2016	579	5 225	23	183	6 010
VALEURS NETTES AU 31/12/2017	594	5 567	17	191	6 369

Les immobilisations en concessions des autres activités comprennent les immobilisations concédées principalement situées en France (production hydraulique hors distribution publique d'électricité) et en Italie.

Au 31 décembre 2017, les pertes de valeur sur des immobilisations en cours et sur les autres immobilisations en concessions des autres activités s'élèvent respectivement à (54) millions d'euros et à (150) millions d'euros.

NOTE 22 IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE

22.1 VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE

La valeur nette des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2017	31/12/2016
Immobilisations	48 972	46 350
Immobilisations en cours	26 515	24 059
Immobilisations financées par location-financement	135	164
IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE	75 622	70 573

Au 31 décembre 2017, les immobilisations corporelles en cours de production du domaine propre incluent notamment les investissements relatifs aux réacteurs EPR de Flamanville 3 pour 11 523 millions d'euros (incluant des intérêts intercalaires capitalisés pour 2 287 millions d'euros) et de Hinkley Point C pour 5 149 millions d'euros (incluant des intérêts intercalaires capitalisés pour 59 millions d'euros).

Les immobilisations concernant le terminal méthanier de Dunkerque, dont la mise en service commerciale est intervenue début 2017, ont été reclassées d'immobilisations en cours à immobilisations de production pour 1 158 millions d'euros.

Les variations observées sur les immobilisations de production intègrent également sur l'exercice un effet change de (1 081) millions d'euros principalement du fait de la dépréciation de la livre sterling et du dollar par rapport à l'euro.

Au 31 décembre 2017, les pertes de valeur sur des immobilisations du domaine propre s'élevaient à (298) millions d'euros.

6.

22.2 VARIATION DES IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE (HORS IMMOBILISATIONS EN COURS ET FINANCÉES PAR LOCATION-FINANCEMENT)

(en millions d'euros)	Terrains et constructions	Installations production nucléaire	Installations productions thermique et hydraulique	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
Valeurs brutes au 31/12/2016	12 554	66 958	19 964	17	16 880	116 373
Augmentations	654	2 938	1 767	-	2 200	7 559
Diminutions	(503)	(1 020)	(493)	-	(429)	(2 445)
Écarts de conversion	(43)	(378)	(179)	-	(737)	(1 337)
Mouvements de périmètre ⁽¹⁾	314	-	(271)	-	821	864
Autres mouvements ⁽²⁾	43	392	49	-	30	514
VALEURS BRUTES AU 31/12/2017	13 019	68 890	20 837	17	18 765	121 528
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2016	(6 874)	(44 269)	(11 866)	(9)	(7 005)	(70 023)
Dotations nettes aux amortissements	(345)	(2 545)	(776)	(2)	(1 155)	(4 823)
Pertes de valeur nettes de reprises	(77)	13	(217)	-	(17)	(298)
Diminutions	229	893	398	-	398	1 918
Écarts de conversion	4	164	126	-	205	499
Mouvements de périmètre ⁽¹⁾	(9)	-	81	-	2	74
Autres mouvements	(2)	65	24	(1)	11	97
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR AU 31/12/2017	(7 074)	(45 679)	(12 230)	(12)	(7 561)	(72 556)
Valeurs nettes au 31/12/2016	5 680	22 689	8 098	8	9 875	46 350
VALEURS NETTES AU 31/12/2017	5 945	23 211	8 607	5	11 204	48 972

(1) Les mouvements de périmètre concernent principalement les immobilisations liées à l'entrée de Framatome.

(2) Les autres mouvements comprennent l'effet sur les actifs de contrepartie et actifs sous-jacents du changement de taux d'actualisation réel sur les provisions liées à la production nucléaire d'EDF pour 322 millions d'euros (voir note 29.1).

22.3 CONTRATS DE LOCATION-FINANCEMENT

	31/12/2017				31/12/2016
	Échéances				Total
<i>(en millions d'euros)</i>	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Paiements minimaux futurs à recevoir en tant que bailleur	33	10	20	3	46
Paiements minimaux futurs à verser en tant que preneur	367	51	150	166	482

Le Groupe est engagé en tant que bailleur au titre d'accords qu'il a qualifiés de location-financement en vertu de l'interprétation IFRIC 4 et de la norme IAS 17.

Le Groupe est engagé en tant que preneur par des contrats de location-financement non résiliables portant sur des locaux, des équipements ou des véhicules entrant

dans le cadre de son activité normale. Les loyers payables sont susceptibles de renégociations selon des périodicités contractuelles.

NOTE 23 PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES ET LES CO-ENTREPRISES

Le détail des entreprises associées et coentreprises est le suivant :

(en millions d'euros)	Activité principale ⁽¹⁾	31/12/2017			31/12/2016	
		Quote-part d'intérêts dans le capital %	Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat net	Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat net
Principales participations dans les entreprises associées						
CTE ⁽²⁾	A	50,10	1 241	249	n/a	n/a
RTE	T	n/a	n/a	n/a	2 558	403
CENG	P	49,99	1 494	(316)	2 120	(485)
Taishan (TNPJVC) ⁽³⁾	P	30,00	n.c.	n.c.	1 191	(12)
Alpiq ⁽⁴⁾	P, D, A, T	25,04	602	25	606	-
Autres participations dans les entreprises associées et les coentreprises						
			n.c.	n.c.	2 170	312
TOTAL			7 249	35	8 645	218

n/a = non applicable.

n.c. = non communiqué.

(1) P= production, D= distribution, T= transport, A= autres.

(2) Au 31 décembre 2017, 50,1 % d'intérêts dans CTE (coentreprise détenant les titres de RTE) (voir note 3.4.1). Par convention, la quote-part de résultat net présenté comprend 100 % du résultat de RTE sur le premier trimestre 2017 et 50,1 % du palier CTE sur le reste de l'année 2017.

(3) La publication des comptes consolidés de CGN étant postérieure à celle du Groupe, le Groupe ne peut présenter d'éléments financiers de Taishan pour le 31 décembre 2017.

(4) La publication des comptes consolidés d'Alpiq étant postérieure à celle du Groupe, les données présentées ci-dessus comprennent une estimation de leur contribution à fin décembre 2017 (intégrant les résultats définitifs publiés par le groupe Alpiq en août 2017).

Les autres participations dans les entreprises associées et les coentreprises concernent principalement Nam Theun Power Company (NTPC) et certaines sociétés détenues par EDF Énergies Nouvelles, EDF SA et Edison.

Sur l'exercice 2016, (481) millions d'euros de pertes de valeur ont été comptabilisées principalement au titre des participations dans les entreprises associées et les coentreprises sur les actifs de CENG (voir note 23.2.3).

Sur l'exercice 2017, (618) millions d'euros de pertes de valeur ont été comptabilisées principalement au titre des participations dans les entreprises associées et les coentreprises sur les actifs de CENG (voir note 23.2.3).

23.1 COENTREPRISE DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ (CTE)

23.1.1 Éléments financiers de CTE

Les principaux indicateurs financiers de CTE (données à 100 %) sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2017 ⁽¹⁾
Actifs non courants	17 163
Actifs courants	2 793
TOTAL ACTIF	19 956
Capitaux propres	2 476
Passifs non courants	12 870
Passifs courants	4 610
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	19 956
Chiffre d'affaires	3 143
Excédent brut d'exploitation	1 285
Résultat net	337
Endettement financier net	11 633
Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	-
Dividendes versés	159

(1) Les données du 31 décembre 2017 correspondent aux données du palier CTE (coentreprise détenant les titres RTE – voir note 3.4.1) sur l'exercice 2017. Les indicateurs financiers publiés au titre de RTE en 2016 ont été présentés dans la note annexe 23.1 aux comptes consolidés au 31 décembre 2016.

6. ÉTATS FINANCIERS

Compte de résultat

23.1.2 Opérations entre le groupe EDF et CTE

Au 31 décembre 2017, les principales transactions entre le groupe EDF et CTE sont les suivantes :

Chiffre d'affaires

Enedis fait appel au réseau Haute et Très Haute Tension de RTE pour acheminer l'énergie des lieux de production vers le réseau de distribution. Sur l'exercice 2017, cette prestation de transport représente un chiffre d'affaires réalisé par RTE avec Enedis de 3 507 millions d'euros.

Par ailleurs, dans le cadre de sa mission de préservation de l'équilibre du système électrique, RTE réalise en 2017 :

- des achats et des ventes d'énergie auprès d'EDF et Enedis pour respectivement 153 millions d'euros et 165 millions d'euros ;
- des achats de service systèmes à EDF pour un montant de 257 millions d'euros.

23.2 CENG

23.2.1 Éléments financiers de CENG

Les principaux indicateurs financiers de CENG (données à 100 %) sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2017	31/12/2016
Actifs non courants	7 370	10 164
Actifs courants	965	1 020
TOTAL ACTIF	8 335	11 184
Capitaux propres	2 989	4 240
Passifs non courants	5 030	6 521
Passifs courants	316	423
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	8 335	11 184
Chiffre d'affaires	1 156	1 059
Excédent brut d'exploitation	396	305
Résultat net	(633)	(971)
Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	107	169
Dividendes versés	-	-

23.2.2 Opérations entre le groupe EDF et CENG

Au 31 décembre 2017, les principales transactions entre le groupe EDF et CENG concernent les contrats d'achat d'électricité conclus entre CENG et le Groupe (EDF Trading North America). Ces contrats d'achat prévoient la livraison à ce dernier de 15 % de l'énergie produite par CENG non vendue à d'anciens propriétaires de ses centrales en application de contrats d'achat d'électricité préexistants et prenant fin en 2014. Depuis le 1^{er} janvier 2015, le Groupe achète 49,99 % de la production de deux centrales de CENG à prix de marché.

Ces ventes d'énergie de CENG à EDF Trading North America ont représenté un volume de 16,3 TWh sur l'exercice 2017.

23.2.3 Pertes de valeur

En 2016, des pertes de valeur sur la participation du Groupe dans CENG avaient été comptabilisées pour un montant de (462) millions d'euros du fait d'une dégradation des prix *forwards* et des prix de long terme de l'électricité.

Au 31 décembre 2017, le Groupe a constaté une perte de valeur complémentaire de (491) millions d'euros (dont (341) millions d'euros déjà comptabilisés au 30 juin 2017).

Cette perte de valeur a été déterminée selon la méthodologie usuelle du Groupe. Elle résulte :

- de la révision, à nouveau à la baisse, des scénarios de prix long terme publiés par les organismes externes (ABB, IHS Cera, EIA) ; les publications publiées à l'automne 2017 étant encore en deçà de celles publiées au printemps 2017 ;
- de la baisse des prix de marché de court terme entraînés par le recul continu des prix du gaz tout au long de l'année (baisse d'environ 4 % en moyenne des prix de l'électricité sur l'horizon de marché entre le premier et le second semestre).

Le calcul de la valeur d'utilité tient compte de la mise en œuvre dans l'État de New York du programme de subvention aux centrales nucléaires *Zero Emission Credit* (ZEC) qui apporte un complément de revenus aux centrales de Ginna et Nine Mile Point. La pérennité de ce dispositif reste toutefois conditionnée à l'issue des recours qui ont été déposés. Outre la pérennité du mécanisme ZEC, plusieurs hypothèses structurantes pour la valorisation de cette participation font l'objet d'incertitudes (environnement de marché, cadre législatif, évolution des politiques énergétiques, absence de contrôle exercé par le Groupe pour définir la stratégie...). Le calcul de la valeur recouvrable intègre en conséquence une prime de risque spécifique au titre de l'actif CENG.

23.3 TAISHAN

23.3.1 Éléments financiers de Taishan

Les principaux indicateurs financiers publiés de Taishan (données à 100 %) sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2016	31/12/2015
Actifs non courants	10 936	10 369
Actifs courants	66	41
TOTAL ACTIF	11 002	10 410
Capitaux propres	3 594	3 597
Passifs non courants	6 563	5 836
Passifs courants	845	977
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	11 002	10 410
Chiffre d'affaires	-	-
Résultat net	(39)	29
Dividendes versés	-	-

23.3.2 Opérations entre le groupe EDF et Taishan

EDF est actionnaire à hauteur de 30 % de TNPJVC (Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Limited), société qui a pour objet de construire et d'exploiter deux réacteurs nucléaires de technologie EPR à Taishan, dans la province chinoise du Guangdong. CGN est actionnaire à hauteur de 51 %, et Yudean à hauteur de 19 %.

Les mises en service commerciales du premier réacteur et du deuxième réacteur sont prévues respectivement en 2018 et en 2019.

6.

23.4 ALPIQ

La publication des comptes consolidés d'Alpiq étant postérieure à celle du Groupe, les données présentées comprennent une estimation de leur résultat net à fin décembre 2017 (voir renvoi 3 du tableau de la note 23).

23.4.1 Indicateurs financiers publiés

Les principaux indicateurs publiés par le groupe Alpiq étaient les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2016	31/12/2015
Actifs non courants	5 303	5 889
Actifs courants	3 765	3 239
Actifs détenus en vue de la vente	107	503
TOTAL ACTIF	9 175	9 631
Capitaux propres ⁽¹⁾	3 619	3 525
Passifs non courants	3 222	4 148
Passifs courants	2 315	1 905
Passifs détenus en vue de la vente	19	53
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	9 175	9 631
Chiffre d'affaires	5 576	6 289
Excédent brut d'exploitation	714	47
Résultat net	270	(777)
Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	(24)	(160)
Dividendes versés	-	11

(1) Dont 949 millions d'euros d'emprunts hybrides.

Le 25 avril 2013, les principaux actionnaires suisses d'Alpiq ont souscrit un prêt hybride pour un montant de 366,5 millions de francs suisses. Suite à cette première étape, Alpiq a placé le 2 mai 2013 un emprunt hybride public pour un montant de 650 millions de francs suisses, avec un coupon de 5 % et une option de remboursement après 5 ans et demi au plus tôt.

Du fait de leurs caractéristiques et conformément à la norme IAS 32, ces prêts et emprunts hybrides ont été comptabilisés en capitaux propres dans les comptes consolidés d'Alpiq. Le groupe EDF n'ayant pas souscrit à l'opération, il n'y a pas

d'impact sur la valeur de la participation dans Alpiq présentée au niveau des « Participations dans les entreprises associées et les coentreprises ».

La différence entre la quote-part de capitaux propres publiés par Alpiq et celle inscrite dans les comptes consolidés du Groupe provient donc principalement de cet emprunt hybride.

La valeur de la participation du groupe EDF dans Alpiq évaluée sur la base du cours de Bourse au 31 décembre 2017 est de 379 millions d'euros. Le Groupe estime que cette valeur boursière n'est pas représentative de la valeur de la société du fait notamment du faible niveau de flottant.

23.4.2 Pertes de valeur

Le groupe Alpiq fait face à un environnement de marché difficile marqué par la faiblesse des prix sur les marchés de gros. De plus, Alpiq ne possède pas d'accès aux clients finaux sur le marché suisse non libéralisé. Ce contexte défavorable a pesé sur la rentabilité de ses capacités de production en Suisse disposant d'une forte proportion d'énergie en ruban et pénalisées par la révision à la baisse des prix de marché à long terme. Dans ce contexte, Alpiq annonçait, en mars 2016, la mise en œuvre d'un plan de mesures structurelles sur la production traditionnelle d'énergie afin de réduire son exposition aux prix de gros.

À l'occasion de la publication de ses comptes semestriels 2017, le 28 août 2017, Alpiq a une nouvelle fois insisté sur les deux facteurs pénalisant la rentabilité de ses actifs de production traditionnels, à savoir la stagnation des prix de marché à des niveaux bas et la réglementation asymétrique du marché de l'électricité en Suisse. Toutefois, ces risques ayant déjà été appréhendés, aucune dépréciation complémentaire n'a été comptabilisée par Alpiq dans ses comptes sur le premier semestre 2017.

Sur le plan législatif, la Suisse a approuvé par référendum le 21 mai 2017, la loi énergétique sur l'abandon du nucléaire au profit des énergies propres. Le texte

« Stratégie énergétique 2050 » prévoit le remplacement progressif de l'électricité produite par les cinq centrales nucléaires du pays par des énergies renouvelables. La Suisse a indiqué qu'elle ne construirait plus de nouvelle centrale. Les centrales existantes pourront néanmoins rester en service aussi longtemps que leur sûreté sera garantie. Cette loi énergétique avait déjà été approuvée par le Parlement en septembre 2016. Elle est le résultat d'un long processus ; la Suisse ayant annoncé dès 2011 sa décision de sortir du nucléaire et de ne plus développer de nouvelles centrales.

À date, et depuis la publication des résultats semestriels d'Alpiq en août 2017, le Groupe n'a pas connaissance d'éléments qui constitueraient un risque de perte de valeur complémentaire de sa participation dans la société Alpiq au 31 décembre 2017.

Le Groupe continuera de suivre avec attention la mise en œuvre des plans d'actions déployés par Alpiq ainsi que l'évolution du contexte de marché et du cadre réglementaire en Suisse. Si par ailleurs le groupe Alpiq était amené à enregistrer des pertes de valeur à l'occasion de la publication de ses comptes consolidés annuels 2017 le 26 mars 2018, le groupe EDF en tirerait les conséquences dans ses comptes semestriels 2018.

NOTE 24 STOCKS

La valeur comptable des stocks répartie par catégorie est la suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2017			31/12/2016		
	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
Combustible nucléaire	10 831	(15)	10 816	10 923	(19)	10 904
Autre combustible	906	(7)	899	1 281	(5)	1 276
Autres matières premières	1 526	(283)	1 243	1 413	(296)	1 117
Encours de production de biens et services	494	(48)	446	197	(46)	151
Autres stocks	768	(34)	734	711	(58)	653
TOTAL STOCKS	14 525	(387)	14 138	14 525	(424)	14 101

La part à plus d'un an concerne principalement les stocks de combustible nucléaire pour un montant de 7 932 millions d'euros au 31 décembre 2017 (8 182 millions d'euros au 31 décembre 2016).

La valeur des stocks évalués en valeur de marché chez EDF Trading s'élève à 179 millions d'euros au 31 décembre 2017 (492 millions d'euros au 31 décembre 2016).

NOTE 25 CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS

La valeur nette des clients et comptes rattachés est composée des éléments suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2017	31/12/2016
Clients et comptes rattachés hors EDF Trading – valeur brute	20 927	21 022
Clients et comptes rattachés EDF Trading – valeur brute	3 530	3 331
Dépréciations	(1 046)	(1 057)
CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS – VALEUR NETTE	23 411	23 296

Les échéances des clients et comptes rattachés sont majoritairement à moins d'un an.

25.1 CRÉANCES ÉCHUES/NON ÉCHUES

(en millions d'euros)	31/12/2017			31/12/2016		
	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
CRÉANCES CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS	24 457	(1 046)	23 411	24 353	(1 057)	23 296
dont créances échues de moins de 6 mois	1 172	(260)	912	1 214	(186)	1 028
dont créances échues de 6 à 12 mois	435	(137)	298	491	(152)	339
dont créances échues de plus de 12 mois	890	(532)	358	1 105	(595)	510
dont total des créances échues	2 497	(929)	1 568	2 810	(933)	1 877
dont total des créances non échues	21 960	(117)	21 843	21 543	(124)	21 419

25.2 OPÉRATIONS DE MOBILISATION DE CRÉANCES

(en millions d'euros)	31/12/2017	31/12/2016
Créances clients transférées intégralement maintenues au bilan	-	-
Créances clients transférées partiellement maintenues au bilan	41	33
Créances clients transférées intégralement sorties du bilan	903	1 304

Des opérations de mobilisation de créances clients ont été réalisées par le Groupe pour un montant de 903 millions d'euros au 31 décembre 2017, dont 406 millions d'euros par le groupe Edison (1 304 millions d'euros en décembre 2016, dont 665 millions d'euros par le groupe Edison).

Ces opérations sont pour l'essentiel réalisées de manière récurrente et sans recours. Le montant des créances correspondantes ne figure donc pas dans le bilan consolidé du Groupe.

NOTE 26 AUTRES DÉBITEURS

Les autres débiteurs se présentent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2017	31/12/2016
Charges constatées d'avance	1 592	1 567
Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE)	1 147	1 647
Créances TVA	3 026	2 862
Créances fiscales (hors TVA)	1 727	1 754
Autres créances d'exploitation	4 237	5 090
AUTRES DÉBITEURS	11 729	12 920
dont part non courante	2 168	2 268
dont part courante	9 561	10 652
dont valeurs brutes	11 804	13 135
dont dépréciation	(75)	(215)

Au 31 décembre 2017, les autres débiteurs intègrent un produit à recevoir au titre de la créance de CSPE, à hauteur de 1 147 millions d'euros (1 647 millions d'euros

au 31 décembre 2016). L'autre partie de la créance CSPE figure en Prêts et créances financiers (voir note 36.3).

6.

NOTE 27 CAPITAUX PROPRES

27.1 CAPITAL SOCIAL

Au 31 décembre 2017, le capital social s'élève à 1 463 719 402 euros, composé de 2 927 438 804 actions entièrement souscrites et libérées, d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune et détenues à 83,50 % par l'État, 15,18 % par le public (institutionnels et particuliers), 1,20 % par les salariés et anciens salariés du Groupe et 0,12 % d'actions autodétenues.

En mars 2017, l'augmentation de capital avec maintien du droit préférentiel de souscription s'est traduit par une augmentation du capital social de 316 millions d'euros et une prime d'émission de 3 689 millions d'euros nets de frais, suite à l'émission de 632 741 004 actions nouvelles (voir note 3.1).

En juin 2017, le paiement en actions d'une partie du solde sur dividendes au titre de l'exercice 2016 s'est traduit par une augmentation du capital social de 73 millions d'euros et une prime d'émission de 951 millions d'euros, suite à l'émission de 145 476 587 actions nouvelles. Les formalités liées à cette opération ont été finalisées en juin 2017.

En décembre 2017, le paiement en actions d'une partie de l'acompte sur dividendes au titre de l'exercice 2017 s'est traduit par une augmentation du capital social de 20 millions d'euros et une prime d'émission de 378 millions d'euros, suite à l'émission de 40 084 530 actions nouvelles.

Conformément aux dispositions de l'article L. 111-67 du Code de l'énergie, l'État français doit détenir à tout moment plus de 70 % du capital social.

27.2 ACTIONS PROPRES

Un programme de rachat d'actions de la Société autorisé par l'Assemblée générale du 9 juin 2006 a été mis en œuvre par le Conseil d'administration dans la limite de 10 % des actions composant le capital social de la Société et ce, pour une durée initiale de 18 mois, reconduite pour 12 mois puis tacitement chaque année.

Ce programme fait l'objet d'un contrat de liquidité conforme aux dispositions prévues par l'Autorité des marchés financiers (AMF).

Au 31 décembre 2017, les actions propres enregistrées en diminution des capitaux propres consolidés représentent 3 430 016 actions pour une valeur de 40 millions d'euros.

27.3 DISTRIBUTIONS DE DIVIDENDES

L'Assemblée générale des actionnaires du 18 mai 2017 a voté le montant du dividende ordinaire pour l'exercice 2016 à 0,90 euro par action avec option de paiement en numéraire ou en actions.

Conformément à l'article 24 des statuts, les actionnaires détenant leurs actions de manière ininterrompue depuis deux ans au moins à la clôture de l'exercice et les ayant encore à la date de mise en paiement du dividende bénéficient d'un dividende majoré de 10 %. Le nombre de titres donnant vocation au dividende majoré ne peut excéder, pour un même actionnaire, 0,5 % du capital de la Société. Le montant du dividende majoré s'établit à 0,99 euro par action.

Compte tenu de l'acompte sur dividende de 0,50 euro par action mis en paiement en actions nouvelles ou en numéraire le 31 octobre 2016, le solde du dividende distribué au titre de l'exercice 2016 s'élève à 0,40 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende ordinaire et à 0,49 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende majoré. Le solde du dividende a été mis en paiement le 30 juin 2017.

L'État a opté pour le versement du solde du dividende au titre de l'exercice 2016 en actions.

Le montant du dividende en numéraire versé aux actionnaires n'ayant pas retenu l'option du paiement du solde sur dividendes en actions au titre de l'exercice 2016 s'élève à 75 millions d'euros.

Le 7 novembre 2017, le Conseil d'administration d'EDF a décidé la distribution d'un acompte sur dividendes de 0,15 euro par action au titre de l'exercice 2017, mis en paiement en actions nouvelles ou en numéraire le 11 décembre 2017 pour un montant de 433 millions d'euros.

L'État a opté pour le versement de l'acompte sur dividende au titre de l'exercice 2017 en actions.

Le montant du dividende en numéraire versé aux actionnaires n'ayant pas retenu l'option du paiement de l'acompte sur dividendes en actions au titre de l'exercice 2017 s'élève à 35 millions d'euros.

27.4 INSTRUMENTS DE CAPITAUX PROPRES

Au 31 décembre 2017, le montant total de titres subordonnés à durée indéterminée comptabilisés en capitaux propres s'élève à 10 095 millions d'euros (net des coûts de transaction).

La rémunération versée par EDF aux porteurs des titres subordonnés à durée indéterminée émis en janvier 2013 et janvier 2014 a été de 565 millions d'euros sur l'exercice 2017 et de 582 millions d'euros sur l'exercice 2016. La contrepartie de la trésorerie versée en rémunération de ces titres est enregistrée en réduction des capitaux propres du Groupe.

En janvier 2018, une rémunération d'environ 376 millions d'euros a été versée par EDF aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée.

Titres subordonnés à durée indéterminée chez EDF

(en millions de devises)

Entité	Date d'émission	Montant de l'émission	Devise	Option de remboursement	Taux
EDF	01/2013	1 250	EUR	7 ans	4,25 %
EDF	01/2013	1 250	EUR	12 ans	5,38 %
EDF	01/2013	1 250	GBP	13 ans	6,00 %
EDF	01/2013	3 000	USD	10 ans	5,25 %
EDF	01/2014	1 500	USD	10 ans	5,63 %
EDF	01/2014	1 000	EUR	8 ans	4,13 %
EDF	01/2014	1 000	EUR	12 ans	5,00 %
EDF	01/2014	750	GBP	15 ans	5,88 %

Autres instruments de capitaux propres

Les autres instruments de capitaux propres sont des instruments financiers émis par le Groupe qui répondent à la définition d'instruments de capitaux propres suivant IAS 32.

Les entités Cogestar du groupe Dalkia ont émis en décembre 2017 un instrument constitué d'obligations convertibles. Au 31 décembre 2017, le montant total de l'instrument reconnu en capitaux propres s'élève à 124 millions d'euros (86 millions d'euros en 2016) (voir note 5.2).

27.5 PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE (INTÉRÊTS MINORITAIRES)

27.5.1 Détails des participations ne donnant pas le contrôle

	31/12/2017			31/12/2016	
	% de participation	Participations ne donnant pas le contrôle	Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Participations ne donnant pas le contrôle	Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle
<i>(en millions d'euros)</i>					
Principales participations ne donnant pas le contrôle					
EDF Energy Nuclear Generation Ltd	20,0 %	2 687	23	2 773	111
NNB Holding Ltd	33,5 %	2 138	-	1 718	-
EDF Investissements Groupe SA	6,1 %	516	11	516	13
EDF Luminus SA	31,4 %	388	2	390	3
Framatome	24,5 %	209	-	-	-
Autres participations ne donnant pas le contrôle⁽¹⁾		1 403	80	1 527	33
TOTAL		7 341	116	6 924	160

(1) Dont Sizewell C Holding Co.

Les participations ne donnant pas le contrôle d'EDF Energy Nuclear Generation Ltd (anciennement British Energy), détenue à 80 % par le Groupe via EDF Energy, correspondent à la part de Centrica dans cette entité.

Les participations ne donnant pas le contrôle de NNB Holding Limited, *holding* de la société portant le projet Hinkley Point C, détenue à 66,5 % par le Groupe via EDF Energy, correspondent à la part de CGN dans cette entité (voir note 3.7.2).

Les participations ne donnant pas le contrôle de Framatome, groupe acquis le 31 décembre 2017 (voir note 3.2) et détenu à 75,5 % par le Groupe via la société EDF SA, correspondent à la part de Mitsubishi Heavy Industries à hauteur de 19,5 % et Assystem à hauteur de 5 % dans ce groupe.

Les participations ne donnant pas le contrôle d'EDF Luminus correspondent aux participations de collectivités locales belges.

Les participations ne donnant pas le contrôle d'EDF Investissements Groupe correspondent à la participation de Natixis Belgique Investissements.

Les autres participations ne donnant pas le contrôle correspondent principalement aux participations de Total et Fluxys dans Dunkerque LNG, et aux intérêts minoritaires de filiales du sous-groupe Edison.

6.

27.5.2 Participations ne donnant pas le contrôle relatives à EDF Energy

Les principaux indicateurs financiers (à 100 %) d'EDF Energy Nuclear Generation Ltd sont les suivants :

	31/12/2017	31/12/2016
<i>(en millions d'euros)</i>		
Actifs non courants	21 149	21 877
Actifs courants	3 228	3 325
TOTAL ACTIF	24 377	25 202
Capitaux propres	13 433	13 870
Passifs non courants	10 252	11 058
Passifs courant	692	274
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	24 377	25 202
Chiffre d'affaires	3 070	3 805
Résultat net	135	653
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	(220)	(1 804)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	867	1 296
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	(514)	(516)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	(328)	(672)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE	468	422
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	25	107
Incidence des variations de change	(10)	(62)
Autres incidences	-	-
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	483	468
Dividendes payés aux participations ne donnant pas le contrôle	70	151

NOTE 28 PROVISIONS

La répartition entre la part courante et la part non courante des provisions se présente comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	31/12/2017			31/12/2016		
		Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Provisions pour aval du cycle nucléaire		1 479	21 378	22 857	1 463	20 823	22 286
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs		290	25 032	25 322	208	24 020	24 228
Provisions liées à la production nucléaire	29	1 769	46 410	48 179	1 671	44 843	46 514
Autres provisions pour déconstruction	30	80	1 977	2 057	63	1 506	1 569
Provisions pour avantages du personnel	31	1 106	20 630	21 736	1 100	21 234	22 334
Autres provisions	32	2 529	2 356	4 885	2 394	2 155	4 549
TOTAL PROVISIONS		5 484	71 373	76 857	5 228	69 738	74 966

NOTE 29 PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE - AVAL DU CYCLE, DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES ET DERNIERS CŒURS

Les provisions liées à la production nucléaire comprennent les provisions pour aval du cycle (gestion du combustible usé et des déchets radioactifs), les provisions pour déconstruction des centrales et les provisions pour derniers cœurs.

Les provisions sont évaluées en fonction des principes exposés en note 1.3.2.2.

Les obligations peuvent varier sensiblement en fonction, d'une part, des législations et des réglementations propres à chaque pays et, d'autre part, des technologies et pratiques industrielles observées dans chacune des sociétés.

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2016	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversion	Autres mouvements ⁽¹⁾	31/12/2017
Provisions pour gestion du combustible usé	12 429	454	(1 109)	648	(60)	(9)	12 353
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	-	76	(15)	47	(4)	937	1 041
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	9 857	46	(221)	590	(28)	(781)	9 463
Provisions pour aval du cycle nucléaire	22 286	576	(1 345)	1 285	(92)	147	22 857
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	20 568	2	(146)	997	(220)	230	21 431
Provisions pour derniers cœurs	3 660	-	-	162	(50)	119	3 891
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	24 228	2	(146)	1 159	(270)	349	25 322
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	46 514	578	(1 491)	2 444	(362)	496	48 179

(1) Les autres mouvements comprennent notamment le reclassement de la provision pour reprise et conditionnement des déchets au 1^{er} janvier 2017 précédemment incluse dans la provision pour gestion long terme des déchets radioactifs pour un montant de 882 millions d'euros.

La répartition par société est la suivante :

(en millions d'euros)	EDF Note 29.1	EDF Energy Note 29.2	Belgique	Total
Provisions pour gestion du combustible usé	10 786	1 567	-	12 353
Provision pour reprise et conditionnement des déchets	726	315	-	1 041
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	8 814	645	4	9 463
PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE AU 31/12/2017	20 326	2 527	4	22 857
Provisions pour aval du cycle nucléaire au 31/12/2016	19 624	2 659	3	22 286
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	14 920	6 233	278	21 431
Provisions pour derniers cœurs	2 387	1 504	-	3 891
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS AU 31/12/2017	17 307	7 737	278	25 322
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs au 31/12/2016	16 409	7 563	256	24 228

29.1 PROVISIONS NUCLÉAIRES EN FRANCE

En France, les provisions constituées par EDF SA au titre du parc nucléaire de production relèvent des dispositions de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, et de ses textes d'application relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires.

Conformément aux principes comptables décrits dans la note 1.3.2.2 :

- EDF provisionne l'intégralité des obligations relatives aux installations nucléaires dont il est l'exploitant ;
- EDF constitue des actifs dédiés pour sécuriser le financement de ses obligations de long terme (voir note 47).

L'évaluation des provisions prend en compte un niveau de risques et d'aléas selon les opérations concernées. Elle comporte en outre des facteurs d'incertitude tels que :

- l'évolution de la réglementation, notamment en matière de sûreté, de sécurité et de respect de l'environnement et en matière de financement des charges nucléaires ;
- l'évolution du processus réglementaire de déconstruction, ainsi que les délais d'obtention des autorisations administratives ;
- les modalités futures de stockage des déchets radioactifs à vie longue et la mise à disposition d'installations de stockage par l'ANDRA (Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs) ;
- l'évolution de certains paramètres financiers tels que les taux d'actualisation, notamment en lien avec le dispositif de plafond réglementaire, ou d'inflation, ou encore les évolutions des conditions contractuelles relatives à la gestion du combustible usé.

6. ÉTATS FINANCIERS

Compte de résultat

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2016	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation ⁽¹⁾	Autres mouvements ⁽²⁾	31/12/2017
Provisions pour gestion du combustible usé	29.1.1	10 658	443	(851)	545	(9)	10 786
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	29.1.2	0	74	(15)	31	636	726
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	29.1.2	8 966	44	(221)	556	(531)	8 814
Provisions pour aval du cycle nucléaire		19 624	561	(1 087)	1 132	96	20 326
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	29.1.3	14 122	2	(131)	658	269	14 920
Provisions pour derniers cœurs	29.1.4	2 287	0	0	95	5	2 387
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs		16 409	2	(131)	753	274	17 307
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE		36 033	563	(1 218)	1 885	370	37 633

(1) L'effet d'actualisation comprend la charge de désactualisation pour 1 505 millions d'euros et les effets de variation du taux d'actualisation réel en 2017 comptabilisés en compte de résultat pour les provisions non adossées à des actifs pour 380 millions d'euros (charges financières de désactualisation).

(2) Les autres mouvements comprennent notamment :

- le reclassement de la provision pour reprise et conditionnement des déchets au 1^{er} janvier 2017 précédemment incluse dans la provision pour gestion long terme des déchets radioactifs pour un montant de 581 millions d'euros ;
- les effets du changement de taux d'actualisation réel au 31 décembre 2017 pour les provisions adossées à des actifs pour 347 millions d'euros.

29.1.1 Provisions pour gestion du combustible usé

La stratégie d'EDF actuellement retenue, en accord avec l'État, en matière de cycle du combustible est de pratiquer le traitement des combustibles usés et le recyclage du plutonium ainsi séparé sous forme de combustible MOX (Mélange d'Oxydes de plutonium et d'uranium).

Les quantités traitées par AREVA (maintenant Orano) à la demande d'EDF, soit environ 1 100 tonnes par an, sont déterminées en fonction de la quantité de plutonium recyclable dans les réacteurs autorisés à charger du combustible MOX.

En conséquence, la provision pour gestion du combustible usé comprend les prestations correspondant aux éléments suivants :

- l'évacuation du combustible usé des centres de production d'EDF, sa réception et son entreposage intermédiaire ;
- le traitement y compris le conditionnement et l'entreposage des matières valorisables et des déchets issus de ce traitement.

Les charges de traitement prises en compte dans la provision concernent exclusivement le combustible usé recyclable dans les installations existantes, y compris la part de combustible chargé en réacteur et non encore irradié.

Les charges sont évaluées à partir des flux physiques prévisionnels à la date de l'arrêté des comptes, et sur la base des contrats avec AREVA (Orano) qui déclinent l'accord-cadre pour la période 2008-2040, et dont le dernier, signé le 5 février 2016, fixe les conditions d'application pour la période 2016-2023.

Par ailleurs, la provision couvre l'entreposage de longue durée du combustible usé actuellement non recyclable dans les installations existantes, à savoir le combustible au plutonium (MOX) ou à l'uranium issu du traitement enrichi, le combustible de Creys-Malville et celui de Brennilis dans l'attente des réacteurs de quatrième génération.

29.1.2 Provision pour reprise et conditionnement des déchets – Provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs

29.1.2.1 Provisions pour reprise et conditionnement des déchets

La provision pour reprise et conditionnement des déchets est identifiée séparément depuis le 1^{er} janvier 2017.

Elle concerne les charges futures des déchets radioactifs issus de l'exploitation ou de la déconstruction, (hors combustibles usés) relatives à :

- la qualification et le conditionnement des déchets ;
- leur entreposage intermédiaire.

29.1.2.2 Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs

Ces provisions concernent les dépenses futures relatives à :

- l'évacuation et au stockage des déchets radioactifs issus de la déconstruction des installations nucléaires de base dont EDF est l'exploitant ;
- l'évacuation et au stockage des colis de déchets radioactifs issus du traitement du combustible usé ;
- le stockage direct, le cas échéant, du combustible usé non recyclable dans les installations existantes, à savoir le combustible au plutonium (MOX) ou à l'uranium issu du traitement enrichi, le combustible de Creys-Malville et celui de Brennilis ;
- la quote-part EDF des charges d'études, de construction, de maintenance et d'exploitation, de fermeture et de surveillance des centres de stockage existants ou à créer.

Les volumes de déchets donnant lieu à provision incluent, d'une part, les colis de déchets existants et, d'autre part, l'ensemble des déchets à conditionner tels qu'obtenus après déconstruction des centrales ou après traitement à La Hague du combustible usé (comprenant la totalité du combustible chargé en réacteur au 31 décembre, irradié ou non). Ces volumes sont revus périodiquement en cohérence avec les données déclarées dans le cadre de l'inventaire national des déchets de l'ANDRA.

La provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2017	31/12/2016
Déchets TFA et FMA	1 161	1 066
Déchets FAVL	265	256
Déchets HA-MAVL ⁽¹⁾	7 388	7 644
PROVISION GESTION À LONG TERME DES DÉCHETS RADIOACTIFS	8 814	8 966

(1) Les provisions des déchets HA-MAVL comprenaient à fin décembre 2016 la provision pour reprise et conditionnement des déchets à hauteur de 581 millions d'euros, désormais présentées distinctement.

Déchets TFA et FMA

Les déchets de Très Faible Activité (TFA) proviennent principalement de la déconstruction des installations nucléaires, et se présentent généralement sous forme de gravats (bétons, ferrailles, calorifuges ou tuyauteries). Ils sont stockés en surface au centre de stockage de Morvilliers, géré par l'ANDRA.

Les déchets de Faible et Moyenne Activité à vie courte (FMA) proviennent des installations nucléaires (gants, filtres, résines). Ils sont stockés en surface au centre de stockage de Soullaines, géré par l'ANDRA.

Le coût d'évacuation et de stockage des déchets à vie courte (TFA et FMA) est évalué sur la base des contrats en cours avec les différents transporteurs et avec l'ANDRA pour l'exploitation des centres de stockages existants.

Déchets FAVL

Les déchets de Faible Activité à Vie Longue (FAVL) appartenant à EDF sont essentiellement constitués de déchets graphite issus de la déconstruction en cours des centrales nucléaires UNGG (Uranium Naturel – Graphite – Gaz).

Compte tenu de leur durée de vie, mais du fait de leur niveau d'activité inférieur à celui des déchets HA-MAVL, la loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage spécifique en sub-surface.

Après des premières investigations géologiques, l'ANDRA a remis en juillet 2015 un rapport d'étape concernant un projet d'installation de stockage à faible profondeur de déchets FA-VL situé dans la région de Soullaines (Aube). Ce rapport a été soumis à l'avis de l'ASN. Des incertitudes demeurent sur la capacité de ce site à accueillir l'ensemble des déchets prévus dans l'inventaire de référence du centre de stockage FAVL. Le Plan National de Gestion des Matières et des Déchets Radioactifs 2016-2018 prévoit des études complémentaires à la fois sur la faisabilité du centre de stockage et sur la recherche de solutions complémentaires de gestion de déchets. Par ailleurs un schéma industriel global de la gestion de l'ensemble des déchets radioactifs FA-VL devra être remis avant fin 2019.

Déchets HA-MAVL

Les déchets de Haute Activité et Moyenne Activité à Vie Longue (HA-MAVL) proviennent essentiellement du traitement des combustibles usés et dans une moindre mesure de déchets issus du démantèlement des centrales nucléaires (composants métalliques ayant séjourné dans le réacteur).

La loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage réversible en couche géologique profonde.

La provision constituée pour les déchets de Haute et Moyenne Activité à Vie Longue représente la part la plus importante des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs.

Jusqu'en juin 2015, le montant brut et l'échéancier des dépenses prévisionnelles étaient basés sur un scénario industriel de stockage géologique établi à partir des conclusions rendues au premier semestre 2005 par un groupe de travail constitué sous l'égide de l'État et réunissant les administrations concernées, l'ANDRA et les producteurs de déchets (EDF, AREVA (maintenant Orano), CEA). EDF avait effectué une déclinaison raisonnable des éléments issus de ce groupe de travail et a abouti à un coût de référence du stockage des déchets de l'ensemble des producteurs à 14,1 milliards d'euros aux conditions économiques de 2003 (20,8 milliards d'euros aux conditions économiques de 2011).

En 2012, l'ANDRA a réalisé les études d'esquisse sur le projet de stockage géologique (Cigéo), après échanges sur les optimisations techniques proposées par les producteurs de déchets.

Sur cette base, l'ANDRA a établi un dossier de chiffrage qui a fait l'objet, conformément à la loi du 28 juin 2006, d'un processus de consultation, initié

fin décembre 2014 par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) auprès des producteurs de déchets. Dans ce cadre, EDF et les autres producteurs ont transmis en avril 2015 à la DGEC leurs observations ainsi qu'une évaluation conjointe du coût objectif du stockage Cigéo du fait de divergences d'approches. Le dossier intégrant ces éléments ainsi que l'avis de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) a été soumis à la ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie.

L'arrêté du 15 janvier 2016 pris par le ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie fixe le coût objectif au projet de stockage Cigéo à 25 milliards d'euros aux conditions économiques du 31 décembre 2011. Le coût arrêté constitue un objectif à atteindre par l'ANDRA, dans le respect des normes de sûreté fixées par l'ASN, et en s'appuyant sur une coopération étroite avec les exploitants d'installations nucléaires.

La publication de cet arrêté a entraîné l'ajustement de la provision dans les comptes du Groupe au 31 décembre 2015 à hauteur de 820 millions d'euros. Le coût du projet Cigéo fixé par cet arrêté s'est ainsi substitué à l'estimation du coût de référence de 20,8 milliards d'euros sur lequel EDF s'appuyait précédemment dans ses comptes.

En application de cet arrêté, il a été prévu que le coût du projet Cigéo serait régulièrement mis à jour et *a minima* aux étapes clés du développement du projet (autorisation de création, mise en service, fin de la « phase industrielle pilote », réexamens de sûreté), conformément à l'avis de l'Autorité de sûreté nucléaire.

Les études de conception des installations futures sont en cours avec l'ANDRA et les parties prenantes. Elles intègrent des optimisations technico-économiques ainsi que les retours de l'instruction du dossier d'options de sûreté transmis par l'ANDRA à l'ASN en avril 2016. Par ailleurs la loi du 11 juillet 2016 a précisé la notion de réversibilité. Courant 2017 l'Andra a opté pour une nouvelle configuration qui servira de base à l'avant-projet.

Selon le planning de l'ANDRA, la demande de création de Cigéo (Installation nucléaire de base) est prévue courant 2019 et l'obtention d'une autorisation de création en 2022. Après une phase industrielle pilote à partir de 2026 ; les premiers colis de déchets devraient être réceptionnés en 2031.

Le 15 janvier 2018, l'ASN a rendu son avis sur le DOS Cigéo (dossier d'options de sûreté) estimant que le projet a atteint globalement une maturité technologique satisfaisante au stade du dossier d'options de sûreté. Dans cet avis, l'ASN demande que pour les déchets bitumineux, des filières alternatives à leur stockage en l'état à Cigéo soient étudiées.

29.1.3 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires

EDF assume la responsabilité technique et financière de la déconstruction des centrales dont il est exploitant. Le processus de déconstruction est encadré réglementairement par la loi du 13 juin 2006, le décret n° 2007-1557 du 2 novembre 2007 et le Code de l'environnement (articles L. 593-25 et s.). Pour un site donné, il se caractérise par :

- une déclaration d'arrêt au moins deux ans avant la date d'arrêt envisagée ;
 - depuis la loi de transition énergétique (LTE) du 17 août 2015, la mise à l'arrêt définitif (MAD), qui a lieu pendant la phase de fonctionnement de l'INB, est considérée séparément du démantèlement, comme une modification notable de moindre importance (nécessitant simplement une déclaration de l'exploitant au ministre et à l'ASN) ;
- une demande de démantèlement conduisant, après instruction par les autorités et enquête publique, à un décret d'autorisation unique, permettant la déconstruction ;

6. ÉTATS FINANCIERS

Compte de résultat

- des points d'étape clés avec l'ASN, intégrés dans un référentiel de sûreté propre aux opérations de démantèlement ;
- un processus d'autorisation interne de l'exploitant, indépendant des opérationnels et audité par l'ASN, et qui permet d'engager certains travaux en limite du référentiel autorisé ;
- enfin, une fois les opérations terminées, le déclassement de l'installation, la faisant sortir du régime juridique des installations nucléaires de base.

Le scénario de déconstruction retenu par EDF est conforme au Code de l'environnement qui impose un délai aussi court que possible entre l'arrêt définitif de l'installation et son démantèlement dans des conditions économiquement acceptables et dans le respect des principes énoncés à l'article L. 1333-1 du Code de la santé publique (radioprotection) et au chapitre II de l'article L. 110-1 du Code de l'environnement (protection de l'environnement). L'état final visé est celui d'un usage industriel : les sites seront remis en état et les terrains pourront être réutilisés pour un usage industriel.

Les opérations en cours concernent les centrales qui ont été construites et exploitées avant le parc nucléaire actuel (centrales de « première génération ») ainsi que la centrale de Superphenix et l'Atelier des Matériaux Irradiés. Ces opérations couvrent quatre technologies différentes de réacteurs : réacteur à eau lourde (Brennilis), réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium (Superphenix à

Les variations des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2016	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Autres mouvements	31/12/2017
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	10 899	2	(13)	461	267	11 616
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	3 223	-	(118)	197	2	3 304
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES	14 122	2	(131)	658	269	14 920

Pour les centrales nucléaires en exploitation (filière réacteur à eau pressurisée (REP) paliers 900 MW, 1300 MW et N4)

Jusqu'en 2013, les provisions ont été évaluées sur la base d'une étude du ministère de l'Industrie et du Commerce datant de 1991, qui a déterminé une estimation du coût de référence de déconstruction exprimé en euros par mégawatt, confirmant les hypothèses de la Commission PEON de 1979. Ces évaluations avaient été confortées, à partir de 2009, par une étude détaillée des coûts de déconstruction réalisée par l'entreprise sur un site représentatif, soit le site de Dampierre (4 tranches 900 MW) et dont les résultats ont été corroborés par une intercomparaison avec l'étude du cabinet LaGuardia, fondée notamment sur le réacteur de Maine Yankee aux États-Unis.

En 2014, l'étude Dampierre a fait l'objet d'un réexamen par l'entreprise pour s'assurer qu'il n'y avait pas d'évolutions ou de retours d'expérience récents, tant au niveau international qu'en interne, remettant en cause les chiffrages précédents. Les provisions pour déconstruction des centrales en exploitation ont alors été évaluées sur la base des coûts issus de l'étude Dampierre afin de prendre en compte les meilleures estimations de l'entreprise et les retours d'expérience en France et à l'international. Ce changement d'estimation n'avait pas eu d'impact significatif sur le niveau des provisions au 31 décembre 2014.

Entre juin 2014 et juillet 2015, un audit sur les coûts du démantèlement du parc nucléaire d'EDF en exploitation, commandité par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC), a été conduit par des cabinets spécialisés. Le 15 janvier 2016, la DGEC a rendu publique la synthèse du rapport de cet audit. L'Administration a indiqué que, bien que l'estimation du coût du démantèlement de réacteurs nucléaires reste un exercice délicat, compte tenu du retour d'expérience relativement limité, des perspectives d'évolution des techniques et de l'éloignement des dépenses dans le temps, l'audit confortait globalement l'estimation faite par EDF du coût du démantèlement de son parc nucléaire en exploitation. L'Administration a également formulé à EDF un certain nombre de recommandations suite à cet audit.

En 2016, EDF a effectué une révision du devis de démantèlement afin de prendre en compte, d'une part, les recommandations de l'audit qui lui avaient été

Creys-Malville), réacteur modéré au graphite et refroidi au gaz (réacteurs UNGG à Chinon, Saint Laurent et Bugey) et réacteur à eau pressurisé (« REP » à Chooz). Ces opérations constituent des premières pour EDF et à l'exception du REP, elles concernent des technologies de réacteurs pour lesquelles le retour d'expérience international est faible voire inexistant. Elles nécessitent donc le développement de méthodes et technologies nouvelles qui comportent un risque plus important que des technologies disposant déjà d'un retour d'expérience. La déconstruction du REP à Chooz bénéficie d'un retour d'expérience (essentiellement américain et limité) mais présente la particularité de se situer dans une caverne, ce qui en fait également une opération singulière pour laquelle le retour d'expérience n'est pas immédiatement transposable et qui comprend des aléas spécifiques.

Le retour d'expérience acquis sur le REP de Chooz permet toutefois de rendre robuste autant que possible les études et l'estimation des coûts futurs de la déconstruction du parc nucléaire actuellement en fonctionnement (centrales de « deuxième génération »). Néanmoins, EDF, ni aucun autre opérateur, n'a aujourd'hui engagé un programme de déconstruction à une échelle comparable à celle du parc REP actuel et les estimations comportent donc à la fois des opportunités et des risques notamment associés à cet effet d'échelle.

Les provisions pour déconstruction couvrent les charges futures de déconstruction telles que décrites ci-dessus (à l'exception de l'évacuation et du stockage des déchets qui relèvent de la provision pour gestion long terme des déchets).

adressées, et d'autre part, le retour d'expérience des opérations de démantèlement des réacteurs de première génération (en particulier Chooz A).

Le travail de révision du devis a consisté en la mise en œuvre d'une démarche analytique détaillée, identifiant l'ensemble des coûts d'ingénierie, de travaux, d'exploitation et de traitement des déchets liés au démantèlement futur des réacteurs en cours de fonctionnement. Il permet d'aboutir à un chiffrage reposant sur des chroniques détaillées de démantèlement des centrales. La démarche adoptée a permis d'approfondir l'évaluation des coûts propres aux têtes de série, estimés pour chaque palier à partir de coefficients de transposition appliqués au coût de référence de la tête de série 900 MW, ainsi que les effets de série et de mutualisation, ces coûts et effets étant en effet inhérents à la taille et à la configuration du parc.

Les natures des principaux effets de mutualisation et de série retenus dans les chiffrages du devis sont explicitées ci-dessous.

Les effets de mutualisation sont de différentes natures :

- certains sont liés au partage de bâtiments et d'équipements communs entre plusieurs réacteurs sur un même site, qu'il n'y a donc pas à démanteler deux fois. Ainsi, structurellement, le démantèlement d'une paire de réacteurs sur un même site coûte moins cher que le démantèlement de deux réacteurs isolés sur deux sites différents. En France, à la différence des autres pays, il n'y a pas de réacteurs isolés mais des sites avec 2, 4 et dans un cas, 6 réacteurs ;
- certains coûts ne sont pas accrus si l'on démantèle 2 ou 4 réacteurs sur un même site. C'est le cas généralement des coûts de surveillance et de maintien du site en conditions opérationnelles sûres ;
- le traitement des déchets dans des installations centralisées (par exemple pour la découpe des grands composants) est moins onéreux que la multiplication des installations de traitement sur les chantiers de démantèlement.

Les effets de série sont quant à eux essentiellement de deux natures différentes :

- un premier effet provient du fait que sur un parc de même technologie, une large part des études ne doit pas être refaite à chaque fois ;
- un second effet provient du fait que, sur un parc de même technologie, les robots et les outillages peuvent être très largement réutilisés d'un chantier à l'autre.

De tels effets de série sont de même nature que ceux observés lors de la construction du parc, que ce soit en termes d'études ou d'usines de fabrication de composants.

Par exemple, sur le palier 900 MW, entre la tête de série 2 tranches et un réacteur moyen 2 tranches, un effet de série de l'ordre de 20 % est attendu.

Les effets de série et de mutualisation notamment permettent d'expliquer pourquoi une simple comparaison des coûts moyens de démantèlement par réacteur entre le parc français et les parcs nucléaires d'autres pays n'est pas pertinente.

A contrario, les chiffrages n'intègrent que de façon très marginale l'évolution de la productivité et l'effet d'apprentissage. L'audit externe mandaté par la DGEC sur le coût de démantèlement du parc en exploitation avait à cet égard considéré que l'effet d'apprentissage pris en compte dans le devis était prudent.

Le devis intègre également, par prudence, une évaluation des risques, aléas et incertitudes.

Le Groupe considère que le travail effectué dans le cadre de la révision du devis permet de répondre aux différentes recommandations de l'audit qui lui ont été adressées. La démarche mise en œuvre et les résultats des travaux ont été présentés à l'autorité administrative et font actuellement l'objet de questions complémentaires et d'échanges.

Par ailleurs, EDF continue à conforter ses analyses par une intercomparaison internationale prenant soin de prendre en compte un certain nombre d'éléments pouvant fausser des comparaisons directes comme notamment les différences de périmètres des devis ou les contextes nationaux et réglementaires.

Les résultats de cette démarche détaillée ont conduit, au global, à des évolutions limitées du devis et des provisions associées au 31 décembre 2016 – hors conséquences de la modification de la durée d'amortissement des centrales du palier 900 MW (hors Fessenheim) au 1^{er} janvier 2016 et hors effet lié à l'évolution du taux d'actualisation au 31 décembre 2016 – à savoir :

- une augmentation du devis pour déconstruction de 321 millions d'euros et une augmentation du devis pour gestion à long terme des déchets MAVL de 334 millions d'euros ;
- et une diminution de la provision pour déconstruction de (451) millions d'euros ainsi qu'une augmentation de la provision pour gestion à long terme des déchets MAVL de 162 millions d'euros, ces deux variations ayant leur contrepartie dans les actifs sous-jacents.

Après sa révision en 2016, il a été prévu que le devis ferait l'objet d'une revue annuelle. En 2017, cette revue a donné lieu à des ajustements non significatifs.

Pour les centrales nucléaires définitivement arrêtées

Contrairement au parc REP en exploitation, les réacteurs de première génération à l'arrêt sont de technologies différentes : REP à Chooz A, Uranium Naturel – Graphite – Gaz (UNGG) à Bugey, St-Laurent et Chinon, eau lourde à Brennilis, et réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium à Creys-Malville.

Les coûts de déconstruction sont évalués à partir de devis qui prennent en compte le retour d'expérience industriel, les aléas et évolutions réglementaires, et les dernières données chiffrées disponibles.

En 2015, la stratégie industrielle de démantèlement des centrales UNGG a été totalement revue. La stratégie précédemment retenue reposait sur un scénario de démantèlement des caissons (bâtiments réacteurs UNGG) « sous eau », pour quatre d'entre eux, avec stockage direct du graphite dans un centre en cours d'étude par l'ANDRA (voir note 29.1.2 « Déchets FAVL »). Un ensemble de faits techniques nouveaux ont fait apparaître que la solution alternative d'un démantèlement « sous air » des caissons était de nature à permettre une plus grande maîtrise industrielle des opérations et se présentait plus favorablement au regard des enjeux de sécurité, de radioprotection et d'environnement. Un scénario de démantèlement de l'ensemble des six caissons « sous air » a donc été retenu comme nouvelle référence par l'entreprise.

Il intègre la consolidation du retour d'expérience après le démantèlement d'un premier caisson, avant d'engager celui des cinq autres. Il conduit au final à une phase de déconstruction plus longue que précédemment envisagée, conduisant à un renchérissement du devis du fait des coûts d'exploitation induits.

Cette évolution du scénario industriel a été présentée au collège des commissaires de l'ASN le 29 mars 2016.

À la demande de l'ASN, une revue d'experts indépendants a été mandatée au premier trimestre 2017 pour analyser les solutions retenues par EDF pour la

déconstruction de ses 6 réacteurs UNGG, à l'issue de laquelle les principaux choix retenus n'ont pas été remis en cause. Une nouvelle audition du collège des commissaires de l'ASN a eu lieu en juin 2017 sur la base de ces conclusions et d'un dossier de justification remis par EDF en mars.

Elle a abouti à la proposition d'une nouvelle audition en 2018 après la remise par EDF d'un nouveau dossier présentant le calendrier détaillé des opérations qui seront menées dans les 15 ans à venir ainsi que le résultat des nombreuses études menées sur la tenue des structures des réacteurs dans la durée.

Le dossier de stratégie et celui d'options de sûreté sur la mise en configuration sécurisée ainsi que le calendrier détaillé des opérations 2017-2032 ont été transmis fin décembre 2017.

La mise à jour du scénario industriel de démantèlement des centrales de première génération, en particulier celui relatif aux UNGG, a conduit à augmenter la provision de 590 millions d'euros au 31 décembre 2015.

Après sa révision en 2015, il a été prévu que le devis ferait l'objet d'une revue annuelle. En 2016, cette revue a donné lieu à des ajustements non significatifs, à l'exception d'une augmentation de 125 millions d'euros pour une installation particulière (Atelier des Matériaux Irradiés de Chinon). En 2017, cette revue a donné lieu à des ajustements non significatifs.

29.1.4 Provisions pour derniers cœurs

Cette provision couvre les charges qui résulteront de la mise au rebut du combustible partiellement consommé à l'arrêt définitif du réacteur. Son évaluation est fondée sur :

- le coût de la perte correspondant au stock de combustible en réacteur non totalement irradié à l'arrêt définitif et qui ne peut pas être réutilisé du fait de contraintes techniques et réglementaires ;
- le coût des opérations de traitement du combustible, d'évacuation et de stockage des déchets correspondants. Ces coûts sont valorisés selon des modalités similaires à celles utilisées pour les provisions relatives à la gestion du combustible usé et à la gestion à long terme des déchets radioactifs.

Ces coûts sont inéluctables et font partie des coûts de mise à l'arrêt et de démantèlement de la tranche de production nucléaire. En conséquence, les coûts sont intégralement provisionnés dès la date de mise en service et un actif est constitué en contrepartie de la provision.

29.1.5 Actualisation des provisions liées à la production nucléaire et analyses de sensibilité

29.1.5.1 Taux d'actualisation

Calcul du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation est déterminé sur la base de séries longues d'emprunts obligataires de durée aussi proche que possible de la durée du passif. Une partie des dépenses pour lesquelles sont constituées ces provisions sera toutefois décaissée sur des horizons de temps qui excèdent largement la durée des instruments couramment traités sur les marchés financiers.

Il est pris pour référence la moyenne glissante sur 10 ans du rendement de l'OAT 2055, dont la durée est proche de celle des engagements, à laquelle est ajouté le *spread* des obligations d'entreprises de notation A à AA, dont EDF fait partie.

La méthodologie retenue pour la détermination du taux d'actualisation, notamment la référence à des moyennes glissantes de taux sur 10 ans, permet de privilégier la prise en compte des tendances longues sur les évolutions des taux en cohérence avec l'horizon lointain des décaissements. La révision du taux d'actualisation est ainsi fonction des évolutions structurelles de l'économie conduisant à des changements durables à moyen et long termes.

L'hypothèse d'inflation retenue est déterminée en cohérence avec les prévisions données par le consensus et l'inflation anticipée calculée à partir du rendement des obligations indexées sur l'inflation.

Le taux d'actualisation ainsi calculé s'établit à 4,1 % au 31 décembre 2017, prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,5 % (respectivement 4,2 % et 1,5 % au 31 décembre 2016), soit un taux d'actualisation réel de 2,6 % au 31 décembre 2017 (2,7 % au 31 décembre 2016).

6. ÉTATS FINANCIERS

Compte de résultat

Plafond réglementaire du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation retenu doit respecter un double plafond réglementaire. Selon le décret modifié du 23 février 2007 et l'arrêté du 21 mars 2007 modifié notamment par l'arrêté du 29 décembre 2017, le taux d'actualisation doit être inférieur :

- au plafond réglementaire défini jusqu'au 31 décembre 2026 comme les moyennes pondérées d'un premier terme fixé à 4,3 %, et d'un deuxième terme correspondant à la moyenne arithmétique sur les 48 derniers mois du TEC 30 ans majorée de 100 points. La pondération affectée au premier terme constant de 4,3 % décroît linéairement de 100 % à fin 2016 pour atteindre 0 % à fin 2026 ;

- au taux de rendement anticipé des actifs de couverture (actifs dédiés).

Le taux plafond calculé à partir de la référence TEC 30 s'établit à 4,1 % au 31 décembre 2017 (4,3 % au 31 décembre 2016).

Le taux d'actualisation retenu au 31 décembre 2017 est de 4,1 %.

29.1.5.2 Analyses de sensibilité aux hypothèses macroéconomiques

La sensibilité aux hypothèses de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation ainsi qu'aux échéanciers de décaissements peut être estimée à partir de la comparaison du montant brut évalué aux conditions économiques de fin de période avec le montant en valeur actualisée.

	31/12/2017		31/12/2016	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
<i>(en millions d'euros)</i>				
Gestion du combustible utilisé	19 058	10 786	18 460	10 658
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	1 203	726	-	-
Gestion à long terme des déchets radioactifs	29 396	8 814	29 631	8 966
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	49 657	20 326	48 091	19 624
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	20 563	11 616	20 185	10 889
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	6 472	3 304	6 431	3 223
Derniers cœurs	4 332	2 387	4 344	2 287
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	31 367	17 307	30 960	16 409

Cette approche peut être complétée par l'estimation de l'impact sur la valeur actualisée d'une variation du taux d'actualisation.

En application de l'article 11 du décret du 23 février 2007, le tableau ci-dessous fournit pour EDF ces différents éléments pour les principales composantes des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs :

POUR L'EXERCICE 2017

	Montants provisionnés en valeur actualisée	Sensibilité au taux d'actualisation			
		Sur la provision au bilan		Sur le résultat avant impôt	
		+ 0,20 %	- 0,20 %	+ 0,20 %	- 0,20 %
<i>(en millions d'euros)</i>					
Aval du cycle nucléaire :					
■ Gestion du combustible utilisé	10 786	(221)	238	190	(206)
■ Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	726	(22)	24	13	(14)
■ Gestion à long terme des déchets radioactifs	8 814	(497)	562	407	(464)
Déconstruction et derniers cœurs :					
■ Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	11 616	(477)	501	7	(7)
■ Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	3 304	(125)	135	125	(135)
■ Derniers cœurs	2 387	(85)	90	-	-
TOTAL	37 633	(1 427)	1 550	742	(826)

POUR L'EXERCICE 2016

	Montants provisionnés en valeur actualisée	Sensibilité au taux d'actualisation			
		Sur la provision au bilan		Sur le résultat avant impôt	
		+ 0,20 %	- 0,20 %	+ 0,20 %	- 0,20 %
<i>(en millions d'euros)</i>					
Aval du cycle nucléaire :					
■ Gestion du combustible utilisé	10 658	(211)	227	182	(195)
■ Gestion à long terme des déchets radioactifs	8 966	(475)	534	381	(432)
Déconstruction et derniers cœurs :					
■ Déconstruction des centrales nucléaires	14 122	(586)	619	127	(138)
■ Derniers cœurs	2 287	(85)	90	-	-
TOTAL	36 033	(1 357)	1 470	690	(765)

29.2 PROVISIONS NUCLÉAIRES D'EDF ENERGY

Les conditions particulières de financement des obligations nucléaires de long terme relatives à EDF Energy se traduisent dans les comptes du groupe EDF de la manière suivante :

- les obligations sont présentées au passif sous forme de provisions et s'élèvent à 10 264 millions d'euros au 31 décembre 2017 ;

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2016	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversions	Autres mouvements ⁽¹⁾	31/12/2017
Provisions pour gestion du combustible utilisé	1 771	10	(258)	103	(60)	1	1 567
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	-	2	-	16	(4)	301	315
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	888	2	-	34	(28)	(251)	645
Provisions pour aval du cycle nucléaire	2 659	14	(258)	153	(92)	51	2 527
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	6 190	-	(15)	329	(220)	(51)	6 233
Provisions pour derniers cœurs	1 373	-	-	67	(50)	114	1 504
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	7 563	-	(15)	396	(270)	63	7 737
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	10 222	14	(273)	549	(362)	114	10 264

(1) Les autres mouvements comprennent notamment le reclassement de la provision pour reprise et conditionnement des déchets au 1^{er} janvier 2017 précédemment incluse dans la provision pour gestion long terme des déchets radioactifs pour un montant de 301 millions d'euros.

29.2.1 Cadre réglementaire et contractuel

Les avenants conclus suite à l'acquisition de British Energy par le groupe EDF avec le NLF, trust indépendant créé par le gouvernement britannique dans le cadre de la restructuration de British Energy, ont un impact limité sur les engagements contractuels de financement du Secrétariat d'État et du NLF à l'égard de British Energy, tels que résultant des accords conclus par British Energy le 14 janvier 2005 (les « Accords de restructuration ») dans le cadre du plan de restructuration mis en œuvre à partir de 2005 sous l'égide du gouvernement britannique dans le but de stabiliser la situation financière de British Energy. Le 1^{er} juillet 2011, British Energy Generation Limited s'est renommée EDF Energy Nuclear Generation Limited et s'est substitué à British Energy comme bénéficiaire de ces accords et avenants.

Les termes des Accords de restructuration stipulent que :

- le NLF a accepté de financer, dans la limite de ses actifs : (i) des passifs nucléaires potentiels et/ou latents éligibles (y compris les passifs relatifs à la gestion du combustible utilisé de la centrale Sizewell B) ; et (ii) les coûts éligibles de déconstruction relatifs aux centrales nucléaires existantes du groupe EDF Energy ;
- le Secrétariat d'État a accepté de financer : (i) les passifs nucléaires potentiels et/ou latents éligibles (y compris les passifs relatifs à la gestion du combustible utilisé de la centrale Sizewell B) et les coûts éligibles de déconstruction des centrales existantes de EDF Energy, dans la mesure où ils excèdent les actifs du NLF ; et (ii) dans la limite d'un plafond de 2 185 millions de livres sterling (valeur monétaire de décembre 2002, ajustée en conséquence), les passifs historiques connus éligibles pour le combustible utilisé du groupe EDF Energy (y compris les passifs relatifs à la gestion du combustible utilisé des centrales autres que Sizewell B et chargé en réacteur avant le 15 janvier 2005) ;
- EDF Energy est responsable du financement de certains passifs exclus ou non éligibles (ceux définis en tant que passifs d'EDF Energy), et d'autres passifs complémentaires qui pourraient être générés en cas d'échec par EDF Energy à atteindre les standards minimaux de performance conformément à la loi en vigueur. Les obligations d'EDF Energy à l'égard du NLF et du Secrétariat d'État sont garanties par les actifs des filiales d'EDF Energy.

- les créances représentatives des remboursements à recevoir dans le cadre des accords de restructuration de la part du NLF pour les obligations non contractualisées ou celles correspondant au démantèlement, et du gouvernement britannique pour les obligations contractualisées (ou passifs historiques) sont comptabilisées à l'actif.

Ces créances sont actualisées au même taux réel que les obligations qu'elles financeront. Elles figurent à l'actif du bilan consolidé en « Actifs financiers » (voir note 36.3) et s'élèvent à 8 650 millions d'euros au 31 décembre 2017 (8 743 millions d'euros au 31 décembre 2016).

EDF Energy s'est également engagé à verser :

- des contributions annuelles pour déconstruction pour une période limitée à la durée de vie des centrales à la date des Accords de restructuration ; la provision correspondante s'élève à 122 millions d'euros au 31 décembre 2017 ;
- 150 000 livres sterling (indexés sur l'inflation) par tonne d'uranium chargé dans le réacteur de Sizewell B après la date de signature des Accords de restructuration.

Par ailleurs, EDF Energy a conclu un accord séparé avec la *Nuclear Decommissioning Authority* (NDA) portant sur la gestion du combustible utilisé AGR et du déchet radioactif associé provenant après le 15 janvier 2005 de l'exploitation des centrales autres que Sizewell B, et n'encourt aucune responsabilité au titre du combustible et du déchet après son transfert sur le site de retraitement de Sellafield. Les coûts correspondants, soit 150 000 livres sterling (indexés sur l'inflation) par tonne d'uranium chargé – plus une remise ou coût supplémentaire en fonction du prix de marché de l'électricité et de l'électricité produite dans l'année – sont comptabilisés en stocks (voir note 1.3.17.1).

29.2.2 Provisions pour aval du cycle nucléaire

Le combustible utilisé provenant de la centrale de Sizewell B (de type REP – réacteur à eau pressurisée) est entreposé sur le site de la centrale. Le combustible utilisé provenant des autres centrales est transporté à l'usine de Sellafield pour entreposage et retraitement.

Les provisions pour aval du cycle nucléaire d'EDF Energy sont relatives aux obligations en matière de retraitement, d'entreposage du combustible utilisé, ainsi que de stockage de longue durée des déchets radioactifs, définies dans les réglementations existant au Royaume-Uni approuvées par la NDA. Leur évaluation est fondée sur des accords contractuels ou, en l'absence, sur les estimations techniques les plus récentes.

6. ÉTATS FINANCIERS

Compte de résultat

	31/12/2017		31/12/2016	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
<i>(en millions d'euros)</i>				
Gestion du combustible usé	2 829	1 567	3 101	1 771
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	1 827	315	-	-
Gestion à long terme des déchets radioactifs	3 589	645	5 326	888
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	8 245	2 527	8 427	2 659

29.2.3 Provisions pour déconstruction

Les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires résultent des meilleures estimations de la Direction. Elles couvrent le coût complet de la déconstruction et sont évaluées à partir des techniques et méthodes connues qui devraient être

appliquées dans le cadre des réglementations existant à ce jour. Les coûts actuels sont basés sur des plans de base de déconstruction (*Baseline Decommissioning Plans*) réalisés en 2016 (révision triennale) et intègrent une hypothèse de démantèlement permettant *in fine* la réutilisation du site.

	31/12/2017		31/12/2016	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
<i>(en millions d'euros)</i>				
DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES	15 520	6 111	15 803	6 059

Le tableau ci-dessus porte sur les obligations de déconstruction hors montant actualisé des contributions à verser au NLF pour la déconstruction, soit 122 millions d'euros au 31 décembre 2017 (voir note 29.2.1).

les plus longues disponibles, à laquelle est ajouté le *spread* des obligations d'entreprises britanniques de notation A à AA, également sur la durée la plus longue disponible. Le taux d'inflation implicite utilisé pour le calcul d'un taux d'actualisation réel est déterminé sur une prévision à long terme de l'indice ajusté des prix de détail établi au Royaume-Uni (CPIH).

29.2.4 Actualisation des provisions liées à la production nucléaire

Le taux d'actualisation est déterminé sur la base d'une série moyenne de données concernant les emprunts d'État émis par le gouvernement britannique sur les durées

Le taux d'actualisation réel ainsi déterminé et retenu par EDF Energy au 31 décembre 2017 pour le calcul des passifs nucléaires est de 2,7 % (2,7 % au 31 décembre 2016).

NOTE 30 AUTRES PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION

La répartition par société est la suivante :

<i>(en millions d'euros)</i>	EDF	EDF Energy	Edison	Framatome ⁽¹⁾	Autres ⁽²⁾	Total
AUTRES PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION AU 31/12/2017⁽²⁾	626	130	692	347	262	2 057
Autres Provisions pour déconstruction au 31/12/2016	617	90	667	-	195	1 569

(1) Dont 81 millions d'euros de provisions concernant des Installations Nucléaires de Base en France.

(2) Dont 43 millions d'euros de provisions concernant des Installations Nucléaires de Base de SOCODEL en France.

Les autres provisions pour déconstruction concernent principalement les centrales thermiques, les actifs de production d'hydrocarbures et les installations relatives à la production d'assemblages de combustible nucléaire.

estimation des coûts futurs sur la base, d'une part, des coûts constatés pour les opérations passées et d'autre part, des estimations les plus récentes portant sur des centrales encore en activité.

Les charges liées à la déconstruction des centrales thermiques à flamme sont calculées à partir d'études, régulièrement mises à jour et fondées sur une

L'évaluation de la provision au 31 décembre 2017 prend en compte les derniers éléments de devis connus et la mise en service de nouveaux actifs de production.

NOTE 31 PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL

31.1 GROUPE EDF

(en millions d'euros)	31/12/2017	31/12/2016
Provisions pour avantages du personnel – part courante	1 106	1 100
Provisions pour avantages du personnel – part non courante	20 630	21 234
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	21 736	22 334

31.1.1 Décomposition de la variation du passif net

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Passif net
Soldes au 31/12/2016⁽¹⁾	42 683	(20 917)	21 766
Charge nette de l'exercice 2017	1 961	(470)	1 491
Écarts actuariels	(400)	(721)	(1 121)
Cotisations versées aux fonds	-	(438)	(438)
Cotisations salariales	14	(14)	-
Prestations versées	(1 848)	811	(1 037)
Écarts de conversion	(316)	333	17
Mouvements de périmètre ⁽²⁾	630	(479)	151
Autres variations	(3)	-	(3)
SOLDES AU 31/12/2017	42 721	(21 895)	20 826
Dont :			
Provisions pour avantages du personnel			21 736
Actifs financiers non courants			(910)

(1) Le passif net au 31 décembre 2016 était composé de la provision pour avantages du personnel pour 22 334 millions d'euros et d'actifs financiers non courants pour (568) millions d'euros soit un passif net de 21 766 millions d'euros.

(2) Les mouvements de périmètre au 31 décembre 2017 sont principalement composés des engagements de retraite et autres avantages du personnel à long terme liés à l'acquisition de Framatome représentant un passif net de 149 millions d'euros.

Les écarts actuariels sur engagements générés en 2017 s'élevaient à (400) millions d'euros, composés pour l'essentiel de 194 millions d'euros au Royaume-Uni, liés aux variations de taux d'actualisation et d'inflation et (598) millions d'euros en France principalement liés à des écarts d'expérience.

Les écarts actuariels sur engagements générés en 2016 s'élevaient à 2 041 millions d'euros, composés pour l'essentiel de 1 349 millions d'euros au Royaume-Uni, liés aux variations de taux d'actualisation et d'inflation (voir note 31.3.6) et 643 millions

d'euros en France principalement liés à l'effet de la variation des hypothèses financières :

- variation des hypothèses de taux d'actualisation et d'inflation : 2 322 millions d'euros ;
- évolutions concernant la valorisation de l'Avantage en Nature Énergie (ANE) suite notamment à la réforme de la CSPE (1 742) millions d'euros.

31.1.2 Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

(en millions d'euros)	2017	2016
Coût des services rendus	(1 010)	(890)
Coût des services passés	-	38
Écarts actuariels – avantages à long terme	(67)	(177)
Charges nettes en résultat d'exploitation	(1 077)	(1 029)
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(884)	(1 048)
Produit sur les actifs de couverture	470	547
Charge d'intérêt nette en résultat financier	(414)	(501)
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	(1 491)	(1 530)
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	400	(2 041)
Écarts actuariels sur actifs de couverture	721	2 602
Écarts actuariels	1 121	561
Écarts de conversion	(17)	(5)
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	1 104	556

31.1.3 Répartition géographique du passif net

(en millions d'euros)

	France ⁽¹⁾	Royaume-Uni	Autres	Total
Engagements au 31/12/2016	33 373	8 891	419	42 683
Charge nette de l'exercice 2017	1 427	511	23	1 961
Écarts actuariels	(598)	194	4	(400)
Cotisations salariales	-	14	-	14
Prestations versées	(1 501)	(338)	(9)	(1 848)
Écarts de conversion	-	(316)	-	(316)
Mouvements de périmètre ⁽²⁾	-	-	630	630
Autres variations	-	-	(3)	(3)
ENGAGEMENTS AU 31/12/2017	32 701	8 956	1 064	42 721
Juste valeur des actifs de couverture	(11 621)	(9 684)	(588)	(21 895)
PASSIF NET AU 31/12/2017 AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL	21 080	(728)	474	20 826
Dont :				
Provisions pour avantages du personnel	21 080	182	474	21 736
Actifs financiers non courants ⁽³⁾	-	(910)	-	(910)

(1) La France regroupe ici les deux secteurs opérationnels « France – Activités de production et commercialisation » et « France – Activités régulées » (voir note 31.2).

(2) Les mouvements de périmètre au 31 décembre 2017 sont principalement composés des engagements de retraite et autres avantages du personnel à long terme liés à l'acquisition de Framatome pour 629 millions d'euros.

(3) Au 31 décembre 2017, EDF Energy a constaté un surplus de financement sur ses plans de retraite EEGSG et BEGG (voir note 31.3.1).

(en millions d'euros)

	France ⁽¹⁾	Royaume-Uni	Autres	Total
Engagements au 31/12/2016	33 373	8 891	419	42 683
Juste valeur des actifs de couverture	(11 566)	(9 248)	(103)	(20 917)
Provisions au 31/12/2016 au titre des avantages du personnel	21 807	(357)	316	21 766
Dont :				
Provisions pour avantages du personnel	21 807	211	316	22 334
Actifs financiers non courants	-	(568)	-	(568)

(1) La France regroupe ici les deux secteurs opérationnels « France – Activités de production et commercialisation » et « France – Activités régulées » (voir note 31.2).

31.2 FRANCE (ACTIVITÉS RÉGULÉES ET ACTIVITÉS DE PRODUCTION ET COMMERCIALISATION)

Compte tenu de la forte similitude de leurs régimes de retraite, les deux secteurs opérationnels « France - Activités de production et commercialisation » et « France – Activités régulées » (voir note 6.1) sont regroupés ici en un sous-total « France » incluant principalement EDF et Enedis, pour lesquelles la quasi-totalité du

personnel bénéficie du statut des IEG, incluant le régime spécial de retraite et le bénéfice d'autres avantages statutaires.

La description de ces différents avantages est fournie dans la note 1.3.22.

31.2.1 Décomposition de la variation de la provision

(en millions d'euros)

	Engagements	Actifs de couverture	Provisions au bilan
Soldes au 31/12/2016	33 373	(11 566)	21 807
Charge nette de l'exercice 2017	1 427	(220)	1 207
Écarts actuariels	(598)	(161)	(759)
Cotisations versées aux fonds	-	(145)	(145)
Prestations versées	(1 501)	471	(1 030)
SOLDES AU 31/12/2017	32 701	(11 621)	21 080

31.2.2 Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

(en millions d'euros)	2017	2016
Coût des services rendus	(725)	(659)
Coût des services passés	-	-
Écarts actuariels – autres avantages à long terme	(68)	(177)
Charges nettes en résultat d'exploitation	(793)	(836)
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(634)	(739)
Produit sur les actifs de couverture	220	252
Charge d'intérêt nette en résultat financier	(414)	(487)
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	(1 207)	(1 323)
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	598	(643)
Écarts actuariels sur actifs de couverture	161	854
Écarts actuariels	759	211
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	759	211

Les écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	2017	2016
Variation liée aux écarts d'expérience	462	(165)
Variation liée aux écarts d'hypothèses démographiques	-	23
Variation liée aux écarts d'hypothèses financières ⁽¹⁾	68	(678)
ÉCARTS ACTUARIELS SUR ENGAGEMENTS	530	(820)
dont :		
Écarts actuariels sur avantages postérieurs à l'emploi	598	(643)
Écarts actuariels sur autres avantages à long terme	(68)	(177)

(1) Les hypothèses financières correspondent notamment au taux d'actualisation, au taux d'inflation et au taux d'augmentation des salaires et en 2016 aux hypothèses concernant la valorisation de l'Avantage en Nature Énergie.

Les écarts actuariels sur engagements générés en 2017 s'élèvent à 530 millions d'euros et sont principalement liés à des écarts d'expérience.

En 2016, les écarts actuariels sur engagements générés s'élèvent à (820) millions d'euros et sont principalement liés à l'effet des révisions d'hypothèses financières (notamment à la variation des hypothèses de taux d'actualisation et d'inflation).

31.2.3 Répartition par nature des provisions pour avantages du personnel

AU 31 DÉCEMBRE 2017

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Provisions au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2017	31 214	(11 621)	19 593
dont :			
Retraites	24 266	(10 859)	13 407
Avantage en nature énergie	4 758	-	4 758
Indemnités de fin de carrière	873	(747)	126
Autres	1 317	(15)	1 302
Provisions pour autres avantages à long terme au 31/12/2017	1 487	-	1 487
dont :			
Rentes ATMP et Invalidité	1 250	-	1 250
Médailles du travail	208	-	208
Autres	29	-	29
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL AU 31/12/2017	32 701	(11 621)	21 080

AU 31 DÉCEMBRE 2016

(en millions d'euros)

	Engagements	Actifs de couverture	Provisions au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2016	31 876	(11 566)	20 310
dont :			
Retraites	24 976	(10 810)	14 166
Avantage en nature énergie	4 695	-	4 695
Indemnités de fin de carrière	913	(741)	172
Autres	1 292	(15)	1 277
Provisions pour autres avantages à long terme au 31/12/2016	1 497	-	1 497
dont :			
Rentes ATMP et Invalidité	1 252	-	1 252
Médailles du travail	213	-	213
Autres	32	-	32
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL AU 31/12/2016	33 373	(11 566)	21 807

31.2.4 Répartition des engagements par typologie de bénéficiaires

(en millions d'euros)

	31/12/2017	31/12/2016
Participants en activité	18 577	19 918
Retraités	14 124	13 455
TOTAL ENGAGEMENTS	32 701	33 373

31.2.5 Actifs de couverture

Pour la France, les actifs de couverture, constitués dans le cadre d'une gestion actif/passif, s'élèvent à 11 621 millions d'euros au 31 décembre 2017 (11 566 millions d'euros au 31 décembre 2016) et sont affectés à la couverture des indemnités de fin de carrière (avec un objectif de couverture à 100 %) et aux droits spécifiques du régime spécial de retraite.

Les actifs de couverture se décomposent au sein des contrats de la manière suivante :

(en millions d'euros)

	31/12/2017	31/12/2016
ACTIFS DE COUVERTURE	11 621	11 566
Actifs pour régime spécial de retraite	10 859	10 810
dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	31 %	31 %
Instruments de créances cotés (obligations)	69 %	69 %
Actifs pour indemnités de fin de carrière	747	741
dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	32 %	33 %
Instruments de créances cotés (obligations)	68 %	67 %
Autres actifs de couverture	15	15

Au 31 décembre 2017, les actions détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 53 % du total en actions de sociétés nord-américaines ;
- environ 24 % du total en actions de sociétés européennes ;
- environ 23 % du total en actions de sociétés de la zone Asie-Pacifique et des pays émergents.

Cette répartition est relativement stable par rapport à celle observée au 31 décembre 2016.

Ils sont constitués de contrats d'assurance ayant le profil de risque suivant :

- 69 % dans une poche d'adossement visant à répliquer les variations des engagements provoquées par une variation des taux, composée d'obligations ;
- 31 % dans une poche d'actifs de croissance, composée d'actions internationales.

Au 31 décembre 2017, les obligations détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 90 % du total en obligations notées AAA et AA ;
- environ 10 % du total en obligations notées A, BBB et autres.

Les obligations sont constituées à hauteur d'environ 84 % du total d'obligations souveraines émises par des États de la zone euro, le solde étant principalement constitué d'émissions d'entreprises financières et non financières.

Cette répartition est relativement stable par rapport à celle observée au 31 décembre 2016.

La performance des actifs de couverture des retraites en France est de +3,1 % en 2017.

31.2.6 Flux de trésorerie futurs

Les flux de trésorerie relatifs aux prestations à venir sont les suivants :

(en millions d'euros)	Flux aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
À moins d'un an	1 480	1 467
D'un à cinq ans	5 583	5 260
De cinq à dix ans	5 383	4 621
À plus de dix ans	40 829	21 353
FLUX DE TRÉSORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS	53 275	32 701

Au 31 décembre 2017, la durée moyenne des engagements pour avantages du personnel en France s'établit à 19,2 ans.

31.2.7 Hypothèses actuarielles

(en %)	31/12/2017	31/12/2016
Taux d'actualisation/taux de rendement des actifs ⁽¹⁾	1,90 %	1,90 %
Taux d'inflation	1,50 %	1,50 %
Taux d'augmentation des salaires ⁽²⁾	1,70 %	1,70 %

(1) Le produit d'intérêts généré par les actifs est calculé grâce au taux d'actualisation. La différence entre ce produit d'intérêts et le rendement des actifs est comptabilisé en capitaux propres.

(2) Hors inflation.

En France, le taux d'actualisation des engagements pour avantages du personnel a été déterminé sur la base du rendement des obligations d'entreprises de première catégorie en fonction de leur durée, appliqué aux échéances correspondant aux décaissements futurs résultant de ces engagements. Pour les durées les plus longues, cette estimation prend également en compte les données d'un panier élargi d'obligations d'entreprises rendues comparables à celles des obligations de première catégorie, compte tenu de la réduction en 2017 du nombre de ces dernières sur ces durées.

L'évolution au 31 décembre 2017 des paramètres économiques et de marchés utilisés a conduit le Groupe à fixer le taux d'actualisation à 1,90 % au 31 décembre 2017 (identique à celui retenu au 31 décembre 2016).

Le taux d'inflation utilisé pour le calcul des provisions pour avantages du personnel résulte de l'utilisation d'une courbe d'inflation par maturité, déterminée en interne et servant de référence dans le Groupe pour les pays de la zone euro. Le taux d'inflation ainsi déterminé au 31 décembre 2017 correspond à un taux moyen de 1,50 % (identique à celui retenu au 31 décembre 2016).

31.2.8 Analyses de sensibilité

Les analyses de sensibilité sur le montant des engagements sont les suivantes :

(en %)	31/12/2017
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'actualisation	- 4,6 % / + 5,0 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'augmentation des salaires	+ 3,8 % / - 3,8 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'inflation	+ 4,7 % / - 4,4 %

31.3 ROYAUME-UNI

Le secteur Royaume-Uni comprend principalement EDF Energy, dont les principaux avantages du personnel sont décrits en note 1.3.22.

31.3.1 Décomposition de la variation du passif net

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Passif net
Soldes au 31/12/2016	8 891	(9 248)	(357)
Charge nette de l'exercice 2017	511	(249)	262
Écarts actuariels	194	(558)	(364)
Cotisations versées aux fonds	-	(286)	(286)
Cotisations salariales	14	(14)	-
Prestations versées	(338)	338	-
Écarts de conversion	(316)	333	17
SOLDES AU 31/12/2017	8 956	(9 684)	(728)
Dont :	-	-	-
Provisions pour avantages du personnel	-	-	182
Actifs financiers non courants	-	-	(910)

6. ÉTATS FINANCIERS

Compte de résultat

Au 31 décembre 2017, EDF Energy a constaté un surplus de financement sur ses plans de retraite EEGSG et BEGG (voir note 1.3.22.2.2) pour un montant global de 910 millions d'euros contre 568 millions d'euros au 31 décembre 2016.

Ce surplus, dont l'augmentation est due à la bonne performance des actifs de couverture, est comptabilisé à l'actif du bilan dans la rubrique « actifs financiers non courants ».

31.3.2 Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

(en millions d'euros)	2017	2016
Coût des services rendus	(267)	(224)
Coût des services passés	-	40
Écarts actuariels – autres avantages à long terme	-	-
Charges nettes en résultat d'exploitation	(267)	(184)
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(244)	(302)
Produit sur les actifs de couverture	249	294
Charge d'intérêt nette en résultat financier	5	(8)
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	(262)	(192)
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	(194)	(1 349)
Écarts actuariels sur autres actifs de couverture	558	1 717
Écarts actuariels	364	368
Écarts de conversion	(17)	(5)
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	347	363

31.3.3 Répartition des engagements par typologie de bénéficiaires

(en millions d'euros)	31/12/2017	31/12/2016
Participants en activité	5 412	5 195
Retraités	3 544	3 696
TOTAL ENGAGEMENTS	8 956	8 891

31.3.4 Actifs de couverture

Au Royaume-Uni, les engagements de retraite sont couverts en partie par des fonds externalisés, dont la valeur actuelle s'élève à 9 685 millions d'euros au 31 décembre 2017 (9 248 millions d'euros au 31 décembre 2016).

La stratégie d'investissement mise en œuvre dans ces fonds est une stratégie d'adossément du passif – *Liability Driven Investments*. La répartition entre actifs de

croissance et actifs d'adossément est revue périodiquement par les *trustees* et *a minima* après chaque valorisation actuarielle, afin de s'assurer que la stratégie d'investissement globale des plans reste cohérente pour atteindre les objectifs de niveau de couverture requis.

Les actifs de ces fonds de placement se décomposent de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2017	31/12/2016
Actifs pour plan de retraite BEGG	7 597	7 454
Actifs pour plan de retraite EEGSG	1 283	1 059
Actifs pour plan de retraite EEPS	804	735
ACTIFS DE COUVERTURE	9 684	9 248
dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	27 %	27 %
Instruments de créances cotés (obligations)	50 %	52 %
Biens immobiliers	7 %	6 %
Trésorerie et équivalent de trésorerie	1 %	3 %
Autres	15 %	12 %

Au 31 décembre 2017, les actions détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 28 % du total en actions de sociétés nord-américaines ;
- environ 48 % du total en actions de sociétés européennes ;
- environ 24 % du total en actions de sociétés de la zone Asie-Pacifique et des pays émergents.

Cette répartition est relativement stable par rapport à celle observée au 31 décembre 2016.

Au 31 décembre 2017, les obligations détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 65 % du total en obligations notées AAA et AA ;
- environ 35 % du total en obligations notées A, BBB et autres.

Les obligations sont constituées à hauteur d'environ 65 % du total d'obligations souveraines émises principalement par le Royaume-Uni. Le solde est principalement constitué d'émissions d'entreprises financières et non financières.

La part des obligations souveraines émises par le Royaume-Uni a baissé de 3 % par rapport au 31 décembre 2016.

31.3.5 Flux de trésorerie futurs

Les flux de trésorerie relatifs aux prestations à venir sont les suivants :

<i>(en millions d'euros)</i>	Flux aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
À moins d'un an	256	255
D'un à cinq ans	1 043	1 004
De cinq à dix ans	1 480	1 292
À plus de dix ans	13 443	6 405
FLUX DE TRÉSORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS	16 222	8 956

Par ailleurs, la contribution aux plans est estimée à environ 293 millions d'euros pour l'exercice 2018 (278 millions d'euros employeur et 15 millions d'euros employés).

La durée moyenne pondérée des plans du Royaume-Uni est de 21,0 ans au 31 décembre 2017.

31.3.6 Hypothèses actuarielles

<i>(en %)</i>	31/12/2017	31/12/2016
Taux d'actualisation/taux de rendement des actifs ⁽¹⁾	2,56 %	2,76 %
Taux d'inflation	3,00 %	3,05 %
Taux d'augmentation des salaires	2,40 %	2,45 %

(1) Le produit d'intérêts généré par les actifs est calculé grâce au taux d'actualisation. La différence entre ce produit d'intérêt et le rendement des actifs est comptabilisé en capitaux propres.

Au Royaume-Uni, le taux d'actualisation des engagements pour avantages du personnel a été déterminé sur la base du rendement des obligations d'entreprises de première catégorie en fonction de leur durée, appliqué aux échéances correspondant aux décaissements futurs résultant de ces engagements.

31.3.7 Analyses de sensibilité

Les analyses de sensibilité sur le montant des engagements sont les suivantes :

<i>(en %)</i>	31/12/2017
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'actualisation	- 4,8 % / + 5,3 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'augmentation des salaires	+ 0,5 % / - 0,5 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'inflation	+ 3,6 % / - 3,7 %

NOTE 32 AUTRES PROVISIONS

Les variations des autres provisions se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2016	Augmentations		Diminutions		Mouvements de périmètre ⁽³⁾	Autres mouvements	31/12/2017
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet				
Provisions pour risques liés aux filiales et participations	1 037	-	(122)	(18)	6	10	913	
Provisions pour risques fiscaux	518	90	(27)	(8)	1	(1)	573	
Provisions pour litiges	532	87	(23)	(13)	1	5	589	
Provisions pour contrats onéreux et pertes à terminaison	342	47	(94)	(93)	63	8	273	
Provisions liées aux dispositifs environnementaux ⁽¹⁾	834	1 239	(1 172)	(3)	-	3	901	
Autres provisions pour risques et charges ⁽²⁾	1 286	451	(417)	(115)	430	1	1 636	
TOTAL	4 549	1 914	(1 855)	(250)	501	26	4 885	

(1) Les provisions liées aux dispositifs environnementaux incluent les provisions pour droits d'émission de gaz à effet de serre et pour certificats d'énergie renouvelable (voir note 49).

(2) Ces provisions couvrent divers risques et charges liés à l'exploitation (abandons sur intéressement, restructurations, obligations contractuelles d'entretien...). Aucune provision n'est individuellement significative.

(3) Les mouvements de périmètre sont principalement constitués de l'acquisition de Framatome (voir note 3.2).

NOTE 33 PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE

Les passifs spécifiques des concessions sur biens existants et sur biens à renouveler se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2017	31/12/2016
Contre-valeur des biens ⁽¹⁾	47 813	46 497
Financement concessionnaire non amorti	(24 172)	(23 160)
Droits sur biens existants – valeurs nettes	23 641	23 337
Amortissement du financement du concédant	13 149	12 613
Provisions pour renouvellement	9 533	9 742
Droits sur biens à renouveler	22 682	22 355
PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	46 323	45 692

(1) Incluant les participations reçues sur le financement d'immobilisations en concessions pour 144 millions d'euros (143 millions d'euros en 2016).

NOTE 34 FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHÉS

(en millions d'euros)	31/12/2017	31/12/2016
Dettes fournisseurs et comptes rattachés hors EDF Trading	10 738	9 770
Dettes fournisseurs et comptes rattachés d'EDF Trading	3 256	3 261
DETTES FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHÉS	13 994	13 031

Le Groupe dispose d'un programme d'affacturage inversé offrant aux fournisseurs la possibilité (à leur main) de transférer leurs créances détenues sur EDF à une société d'affacturage.

Pour le Groupe, ce programme n'implique aucune modification de la substance et des caractéristiques des créances que les fournisseurs ont sur EDF, et notamment n'entraîne aucune modification des séquences des flux de trésorerie opérationnels. Les dettes relatives sont en conséquence comptabilisées en « Dettes fournisseurs » dans les comptes du Groupe.

NOTE 35 AUTRES CRÉDITEURS

Les éléments constitutifs des autres créditeurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2017	31/12/2016
Avances et acomptes reçus	8 387	7 793
Fournisseurs d'immobilisations	3 711	3 247
Dettes fiscales	7 014	7 098
Dettes sociales	4 171	4 010
Produits constatés d'avances sur contrats long terme	3 606	3 438
Autres produits constatés d'avance	499	729
Autres dettes ⁽¹⁾	2 436	2 909
AUTRES CRÉDITEURS	29 824	29 224
dont part non courante	4 864	4 810
dont part courante	24 960	24 414

(1) Les autres dettes incluent des subventions d'investissements reçues pour 348 millions d'euros en 2017 (417 millions d'euros en 2016).

35.1 AVANCES ET ACOMPTES REÇUS

Au 31 décembre 2017, les avances et acomptes reçus comprennent

- les paiements faits par les clients mensualisés particuliers et professionnels d'EDF pour 6 568 millions d'euros (6 828 millions d'euros au 31 décembre 2016) ;
- les paiements faits par les clients de Framatome pour 738 millions d'euros.

35.2 DETTES FISCALES

Au 31 décembre 2017, les dettes fiscales incluent notamment un montant de 1 562 millions d'euros au titre de la CSPE d'EDF à collecter sur l'énergie livrée non facturée (1 633 millions d'euros au 31 décembre 2016).

35.3 PRODUITS CONSTATÉS D'AVANCE SUR CONTRATS LONG TERME

Au 31 décembre 2017, les produits constatés d'avance sur contrats long terme comprennent les avances partenaires versées à EDF dans le cadre du financement des centrales nucléaires pour 1 711 millions d'euros (1 822 millions d'euros au 31 décembre 2016).

Les produits constatés d'avance sur contrats long terme intègrent également l'avance versée en 2010 au groupe EDF dans le cadre du contrat avec le consortium Exeltium. Cette avance est reprise au compte de résultat sur la durée du contrat.

ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS

NOTE 36 ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS

36.1 RÉPARTITION ENTRE LES ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS

La répartition entre les actifs financiers courants et non courants se présente comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2017			31/12/2016		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Actifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat	2 614	-	2 614	3 813	-	3 813
Actifs financiers disponibles à la vente	19 312	21 612	40 924	22 402	17 888	40 290
Juste valeur positive des dérivés de couverture	837	2 743	3 580	2 157	3 899	6 056
Prêts et créances financières	2 190	12 432	14 622	1 614	13 342	14 956
ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS ⁽¹⁾	24 953	36 787	61 740	29 986	35 129	65 115

(1) Dont dépréciation pour (547) millions d'euros au 31 décembre 2017 ((566) millions d'euros au 31 décembre 2016).

36.2 DÉTAIL DES ACTIFS FINANCIERS

36.2.1 Actifs financiers à la juste valeur avec variation de juste valeur en résultat

(en millions d'euros)	31/12/2017	31/12/2016
Juste valeur positive des dérivés de transaction	2 614	3 813
Juste valeur des actifs financiers détenus à des fins de transaction	-	-
ACTIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR AVEC VARIATION DE JUSTE VALEUR EN RÉSULTAT	2 614	3 813

Les actifs financiers à la juste valeur par résultat concernent principalement EDF Trading.

36.2.2 Actifs financiers disponibles à la vente

(en millions d'euros)	31/12/2017			31/12/2016		
	Actions ⁽¹⁾	Titres de dettes	Total	Actions ⁽¹⁾	Titres de dettes	Total
Actifs dédiés d'EDF	11 462	9 386	20 848	9 201	7 766	16 967
Actifs liquides	3 145	15 818	18 963	4 507	17 759	22 266
Autres titres	1 007	106	1 113	944	113	1 057
ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES À LA VENTE	15 614	25 310	40 924	14 652	25 638	40 290

(1) Actions ou OPCVM.

Les variations de juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente enregistrées en capitaux propres part du Groupe sur la période s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	2017		2016	
	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat ⁽²⁾	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat ⁽²⁾
Actifs dédiés d'EDF	807	673	760	488
Actifs liquides	22	34	63	12
Autres titres	(5)	10	(5)	-
ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES À LA VENTE ⁽³⁾	824	717	818	500

(1) +/() : augmentation/(diminution) des capitaux propres – part du Groupe.

(2) +/() : augmentation/(diminution) du résultat – part du Groupe.

(3) Hors entreprises associées et coentreprises.

Les variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres part du Groupe sur les exercices 2017 et 2016 concernent principalement EDF.

Aucune perte de valeur significative n'a par ailleurs été enregistrée sur l'exercice 2017.

36.2.2.1 Actifs dédiés

Les placements diversifiés obligataires et les actions portés par les actifs dédiés d'EDF sont comptabilisés en « actifs financiers disponibles à la vente ». La politique générale de gestion des actifs dédiés est présentée en note 47.

36.2.2.2 Actifs liquides

Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de taux de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie, et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

Au sein de ce poste, les OPCVM monétaires d'EDF représentent 2 646 millions d'euros au 31 décembre 2017 (3 955 millions d'euros au 31 décembre 2016).

36.3 PRÊTS ET CRÉANCES FINANCIÈRES

Les prêts et créances financières sont comptabilisés au coût amorti.

(en millions d'euros)	31/12/2017	31/12/2016
Prêts et créances financières – Actifs à recevoir du NLF	8 650	8 743
Prêts et créances financières – CSPE ⁽¹⁾	3 294	4 185
Autres prêts et créances financières	2 678	2 028
PRÊTS ET CRÉANCES FINANCIÈRES	14 622	14 956

(1) Dont 3 294 millions d'euros affectés aux actifs dédiés au 31 décembre 2017 (4 185 millions d'euros au 31 décembre 2016).

Les prêts et créances financières intègrent notamment :

- les montants représentatifs des remboursements à recevoir du NLF et du gouvernement britannique au titre de la couverture des obligations nucléaires de long terme pour 8 650 millions d'euros au 31 décembre 2017 (8 743 millions d'euros au 31 décembre 2016), qui sont actualisés au même taux que les provisions qu'ils financent ;

- la créance constituée du déficit de la Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE), accumulé au 31 décembre 2016 et des coûts de portage associés. Les remboursements reçus au cours de l'exercice 2017 s'élèvent à 954 millions d'euros et sont conformes à l'échéancier publié dans les arrêtés du 13 mai 2016 et du 2 décembre 2016 pris en application de l'article R. 121-31 du Code de l'énergie.

6.

36.4 VARIATION DES ACTIFS FINANCIERS HORS DÉRIVÉS

La variation des actifs financiers s'analyse comme suit :

36.4.1 Au 31 décembre 2017

(en millions d'euros)	31/12/2016	Augmentations nettes	Variations de juste valeur	Effet de l'actualisation	Mouvements de périmètre	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2017
Actifs financiers disponibles à la vente	40 290	344	588	-	144	(137)	(305)	40 924
Prêts et créances financières	14 956	(979)	-	442	174	(377)	406	14 622

Les augmentations nettes relatives aux prêts et créances financières incluent à hauteur de (890) millions d'euros la variation de la créance CSPE.

Les autres mouvements relatifs aux prêts et créances financières correspondent notamment à la variation de l'actif financier relatif au surplus de financement des plans de retraite EEGSG et BEGG d'EDF Energy (916 millions d'euros au 31 décembre 2017 contre 568 millions d'euros au 31 décembre 2016).

36.4.2 Au 31 décembre 2016

(en millions d'euros)	31/12/2015	Augmentations nettes	Variations de juste valeur	Effet de l'actualisation	Mouvements de périmètre	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2016
Actifs financiers disponibles à la vente	34 333	5 079	894	-	12	110	(138)	40 290
Prêts et créances financières	16 913	(2 908)	-	403	221	(1 387)	1 714	14 956

NOTE 37 TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE

La trésorerie et les équivalents de trésorerie se composent des disponibilités bancaires et des placements dans des instruments du marché monétaire et des fonds en caisse. La trésorerie et les équivalents de trésorerie figurant dans le tableau des flux de trésorerie comprennent les montants suivants inscrits dans le bilan.

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2017	31/12/2016
Disponibilités	3 328	2 651
Équivalents de trésorerie ⁽¹⁾	364	242
Comptes courants financiers	-	-
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	3 692	2 893

(1) Dont part à la juste valeur pour 364 millions d'euros au 31 décembre 2017 (235 millions d'euros au 31 décembre 2016).

Restrictions de trésorerie

Ce poste comprend un montant de disponibilités soumises à restrictions de 298 millions d'euros au 31 décembre 2017 (243 millions d'euros au 31 décembre 2016) (voir note 1.3.26).

NOTE 38 PASSIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS

38.1 RÉPARTITION COURANT/NON COURANT DES PASSIFS FINANCIERS

Les passifs financiers se répartissent entre courant et non courant de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2017			31/12/2016		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts et dettes financières	49 734	7 112	56 846	52 992	12 203	65 195
Juste valeur négative des dérivés de transaction	-	2 787	2 787	-	4 485	4 485
Juste valeur négative des dérivés de couverture	1 631	1 243	2 874	1 284	1 601	2 885
PASSIFS FINANCIERS	51 365	11 142	62 507	54 276	18 289	72 565

38.2 EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES

38.2.1 Variations des emprunts et dettes financières

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Emprunts liés aux biens reçus en location financement	Intérêts courus	Total
Soldes au 31/12/2016	51 864	4 180	7 380	420	1 351	65 195
Augmentations	1 509	365	1 027	-	121	3 022
Diminutions	(3 033)	(301)	(3 219)	(57)	(129)	(6 739)
Écarts de conversion	(625)	(94)	(127)	-	(3)	(849)
Mouvements de périmètre	4	(1 187)	49	-	(2)	(1 136)
Variations de juste valeur	(2 396)	-	(251)	4	-	(2 643)
Autres mouvements	2	131	(134)	1	(4)	(4)
SOLDES AU 31/12/2017	47 325	3 094	4 725	368	1 334	56 846

Les augmentations/diminutions des emprunts et autres dettes financières (hors intérêts courus) du tableau ci-dessus ne comprennent pas les variations monétaires liées aux dénouements d'instruments de couverture (incluses dans le Tableau de flux de trésorerie) pour un montant de 306 millions d'euros.

Les emprunts et dettes financières des principales entités du Groupe sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2017	31/12/2016
EDF et autres filiales liées ⁽¹⁾	44 367	52 811
EDF Energy ⁽²⁾	6 118	5 268
EDF Énergies Nouvelles	5 276	4 642
Edison ⁽³⁾	241	1 214
Autres entités	844	1 260
TOTAL EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	56 846	65 195

(1) Enedis, EDF PEI, EDF International, EDF Holding SAS, C3, C25 et EDF Investissements Groupe.

(2) Y compris les holdings.

(3) Edison hors TdE SpA.

Au 31 décembre 2017, aucune de ces entités n'a fait l'objet d'un cas de défaut au titre de l'un de ses emprunts.

6.

6. ÉTATS FINANCIERS

Actifs et passifs financiers

Au 31 décembre 2017, les principaux emprunts du Groupe sont les suivants :

Type d'emprunt <i>(en millions de devises)</i>	Entité	Date d'émission ⁽¹⁾	Échéance	Montant de l'émission	Devise	Taux
Euro MTN	EDF	02/2008	02/2018	1 500	EUR	5,00 %
Obligataire	EDF	01/2009	01/2019	2 000	USD	6,50 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2019	1 250	USD	2,15 %
Obligataire	EDF	01/2010	01/2020	1 400	USD	4,60 %
Euro MTN	EDF	05/2008	05/2020	1 200	EUR	5,38 %
Obligataire	EDF	10/2015	10/2020	1 500	USD	2,35 %
Euro MTN	EDF	01/2009	01/2021	2 000	EUR	6,25 %
Euro MTN (<i>green bond</i>)	EDF	11/2013	04/2021	1 400	EUR	2,25 %
Euro MTN	EDF	01/2012	01/2022	2 000	EUR	3,88 %
Euro MTN	EDF	09/2012	03/2023	2 000	EUR	2,75 %
Euro MTN	EDF	09/2009	09/2024	2 500	EUR	4,63 %
Obligataire (<i>green bond</i>)	EDF	10/2015	10/2025	1 250	USD	3,63 %
Euro MTN	EDF	11/2010	11/2025	750	EUR	4,00 %
Euro MTN (<i>green bond</i>)	EDF	10/2016	10/2026	1 750	EUR	1,00 %
Obligataire	EDF	01/2017	01/2027	107 900	JPY	1,09 %
Euro MTN	EDF	03/2012	03/2027	1 000	EUR	4,13 %
Euro MTN	EDF	04/2010	04/2030	1 500	EUR	4,63 %
Euro MTN	EDF	07/2001	07/2031	650	GBP	5,88 %
Euro MTN	EDF	02/2003	02/2033	850	EUR	5,63 %
Euro MTN	EDF	06/2009	06/2034	1 500	GBP	6,13 %
Euro MTN	EDF	10/2016	10/2036	750	EUR	1,88 %
Obligataire	EDF	01/2009	01/2039	1 750	USD	6,95 %
Euro MTN	EDF	11/2010	11/2040	750	EUR	4,50 %
Euro MTN	EDF	10/2011	10/2041	1 250	GBP	5,50 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2044	1 000	USD	4,88 %
Obligataire	EDF	10/2015	10/2045	1 500	USD	4,75 %
Obligataire	EDF	10/2015	10/2045	1 150	USD	4,95 %
Euro MTN	EDF	09/2010	09/2050	1 000	GBP	5,13 %
Euro MTN	EDF	10/2016	10/2056	2 164	USD	4,99 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2114	1 350	GBP	6,00 %

(1) Date de réception des fonds.

Le 20 janvier 2017, EDF a levé 137 milliards de yens, soit environ 1,1 milliard d'euros, à travers 4 obligations senior sur le marché japonais (« obligations Samourai ») (voir note 3.5).

Au 31 décembre 2017, le plafond total du programme EMTN d'EDF, permettant d'émettre des emprunts au titre de ce programme, s'élève à 45 milliards d'euros.

38.2.2 Échéancier des emprunts et dettes financières

AU 31 DÉCEMBRE 2017

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Emprunts liés aux biens reçus en location financement	Intérêts courus	Total
À moins d'un an	1 557	549	3 881	52	1 073	7 112
Entre un et cinq ans	13 021	653	50	147	71	13 942
À plus de cinq ans	32 747	1 892	794	169	190	35 792
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES AU 31/12/2017	47 325	3 094	4 725	368	1 334	56 846

AU 31 DÉCEMBRE 2016

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Emprunts liés aux biens reçus en location financement	Intérêts courus	Total
À moins d'un an	2 913	1 780	6 332	51	1 127	12 203
Entre un et cinq ans	12 386	526	109	168	52	13 241
À plus de cinq ans	36 565	1 874	939	201	172	39 751
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES AU 31/12/2016	51 864	4 180	7 380	420	1 351	65 195

6.

38.2.3 Ventilation des emprunts et dettes financières par devise

(en millions d'euros)	31/12/2017			31/12/2016		
	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture ⁽¹⁾	Structure de la dette après couverture	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture ⁽¹⁾	Structure de la dette après couverture
Emprunts libellés en euro (EUR)	27 609	18 454	46 063	31 204	20 220	51 424
Emprunts libellés en dollar américain (USD)	17 224	(14 752)	2 472	22 239	(19 314)	2 925
Emprunts libellés en livre britannique (GBP)	9 495	(2 331)	7 164	9 824	(827)	8 997
Emprunts libellés dans d'autres devises	2 518	(1 371)	1 147	1 928	(79)	1 849
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	56 846	-	56 846	65 195	-	65 195

(1) Couverture de dettes et de situations nettes des filiales étrangères.

38.2.4 Ventilation des emprunts et dettes financières par taux

(en millions d'euros)	31/12/2017			31/12/2016		
	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments dérivés	Structure finale de la dette	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments dérivés	Structure finale de la dette
Emprunts à taux fixe	52 900	(21 469)	31 431	58 650	(23 710)	34 940
Emprunts à taux variable	3 946	21 469	25 415	6 545	23 710	30 255
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	56 846	-	56 846	65 195	-	65 195

La répartition des emprunts par nature de taux intègre l'effet des instruments dérivés qualifiés de couverture selon la norme IAS 39.

Une part importante des emprunts à taux fixe du groupe EDF est variabilisée au moyen de *swaps* de taux.

6. ÉTATS FINANCIERS

Actifs et passifs financiers

38.2.5 Lignes de crédit

Le Groupe dispose de lignes de crédit non utilisées auprès de différentes banques pour un montant global de 11 943 millions d'euros au 31 décembre 2017 (11 709 millions d'euros au 31 décembre 2016).

	31/12/2017			31/12/2016	
	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
<i>(en millions d'euros)</i>					
LIGNES DE CRÉDIT CONFIRMÉES	11 943	2 149	9 759	35	11 709

38.2.6 Clauses de remboursement anticipé des emprunts

Les emprunts souscrits par EDF Énergies Nouvelles auprès de tiers externes dans le cadre de financement de projets prévoient généralement des clauses d'exigibilité anticipée, notamment en cas de non-respect d'un niveau minimum de couverture du service de la dette de la société de projet au regard de ses revenus, mesuré par un ratio dit « DSCR » (*Debt Service Coverage Ratio*). La clause d'exigibilité anticipée se déclenche en général lorsque le ratio devient inférieur à 1.

Dans d'autres entités du Groupe, certaines clauses contractuelles figurant dans des contrats de financement ou d'engagements peuvent faire référence à la notation du Groupe, mais ne sont pas qualifiés de covenants.

Deux emprunts d'un montant total de 725 millions d'euros contiennent une clause de rendez-vous prévoyant, en cas de passage de l'emprunteur en dessous d'une certaine notation, une concertation de l'emprunteur et du prêteur, pouvant amener

à une renégociation des conditions d'octroi du prêt, et éventuellement un remboursement anticipé volontaire de la part de l'emprunteur.

Aucun remboursement anticipé n'est intervenu en 2017 du fait du non-respect par une entité du Groupe de clauses contractuelles liées aux emprunts.

38.3 ENDETTEMENT FINANCIER NET

L'endettement financier net n'est pas défini par les normes comptables et n'apparaît pas en lecture directe dans le bilan consolidé du Groupe. Il correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides. Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de taux de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

	Notes	31/12/2017	31/12/2016
Emprunts et dettes financières	38.2.1	56 846	65 195
Dérivés de couvertures des dettes	41	(1 176)	(3 965)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	37	(3 692)	(2 893)
Actifs financiers disponibles à la vente – Actifs liquides	36.2.2	(18 963)	(22 266)
Endettement financier net des actifs destinés à être cédés		-	1 354
ENDETTEMENT FINANCIER NET		33 015	37 425

NOTE 39 AUTRES INFORMATIONS SUR LES ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS

39.1 JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS

La répartition par niveau des actifs et passifs financiers au bilan est la suivante.

39.1.1 Au 31 décembre 2017

(en millions d'euros)	Valeur au bilan	Juste valeur	Niveau 1 Cours cotés non ajustés	Niveau 2 Données observables	Niveau 3 Données non observables
Actifs financiers à la juste valeur avec variation de juste valeur en résultat ⁽¹⁾	2 614	2 614	233	2 252	129
Actifs financiers disponibles à la vente	40 924	40 924	2 499	37 792	633
Juste valeur positive des dérivés de couverture	3 580	3 580	21	3 559	-
Équivalents de trésorerie – part à la juste valeur	364	364	198	166	-
INSTRUMENTS FINANCIERS ACTIFS À LA JUSTE VALEUR AU BILAN	47 482	47 482	2 951	43 769	762
Prêts et créances financières – Actifs à recevoir du NLF	8 650	8 650	-	8 650	-
Prêts et créances financières – CSPE	3 294	3 349	-	3 349	-
Autres prêts et créances financières	2 678	2 678	-	2 678	-
INSTRUMENTS FINANCIERS ACTIFS ÉVALUÉS AU COÛT AMORTI	14 622	14 677	-	14 677	-
Juste valeur négative des dérivés de couverture	2 874	2 874	75	2 799	-
Juste valeur négative des dérivés de transaction	2 787	2 787	200	2 467	120
INSTRUMENTS FINANCIERS PASSIFS À LA JUSTE VALEUR AU BILAN	5 661	5 661	275	5 266	120
Emprunts et dettes financières ⁽²⁾	56 846	63 334	-	63 334	-
INSTRUMENTS FINANCIERS PASSIFS ÉVALUÉS AU COÛT AMORTI	56 846	63 334	-	63 334	-

(1) Dont juste valeur positive des dérivés de transaction pour 2 614 millions d'euros.

(2) Les emprunts et dettes financières comptabilisés au bilan sont évalués au coût amorti ajusté de la variation de juste valeur au titre des risques couverts, pour ceux faisant l'objet d'une couverture de juste valeur.

Les actifs financiers disponibles à la vente en niveau 3 correspondent principalement à des titres non consolidés comptabilisés à la valeur historique.

Les équivalents de trésorerie, principalement des titres de créances négociables et des placements à court terme, sont généralement évalués à partir de courbes de taux, donc de données observables sur le marché.

39.1.2 Au 31 décembre 2016

(en millions d'euros)	Valeur au bilan	Juste valeur	Niveau 1 Cours cotés non ajustés	Niveau 2 Données observables	Niveau 3 Données non observables
Actifs financiers à la juste valeur avec variation de juste valeur en résultat ⁽¹⁾	3 813	3 813	220	3 337	256
Actifs financiers disponibles à la vente	40 290	40 290	1 799	37 895	596
Juste valeur positive des dérivés de couverture	6 056	6 056	7	6 049	-
Équivalents de trésorerie – part à la juste valeur	235	235	141	94	-
INSTRUMENTS FINANCIERS ACTIFS À LA JUSTE VALEUR AU BILAN	50 394	50 394	2 167	47 375	852
Prêts et créances financières – Actifs à recevoir du NLF	8 743	8 743	-	8 743	-
Prêts et créances financières – CSPE	4 185	4 288	-	4 288	-
Autres prêts et créances financières	2 028	2 028	-	2 028	-
INSTRUMENTS FINANCIERS ACTIFS ÉVALUÉS AU COÛT AMORTI	14 956	15 059	-	15 059	-
Juste valeur négative des dérivés de couverture	2 885	2 885	105	2 775	5
Juste valeur négative des dérivés de transaction	4 485	4 485	216	4 046	223
INSTRUMENTS FINANCIERS PASSIFS À LA JUSTE VALEUR AU BILAN	7 370	7 370	321	6 821	228
Emprunts et dettes financières ⁽²⁾	65 195	70 682	-	70 682	-
INSTRUMENTS FINANCIERS PASSIFS ÉVALUÉS AU COÛT AMORTI	65 195	70 682	-	70 682	-

(1) Dont juste valeur positive des dérivés de transaction pour 3 813 millions d'euros.

(2) Les emprunts et dettes financières comptabilisés au bilan sont évalués au coût amorti ajusté de la variation de juste valeur au titre des risques couverts, pour ceux faisant l'objet d'une couverture de juste valeur.

39.2 COMPENSATION D'ACTIFS ET DE PASSIFS FINANCIERS

39.2.1 Au 31 décembre 2017

<i>(en millions d'euros)</i>	Solde au bilan	Solde sans compensation	Solde avec compensation selon IAS 32			Montants faisant l'objet d'un accord de compensation global mais non compensés selon IAS 32		
			Montant brut comptabilisé (avant compensation)	Montant brut comptabilisé en compensation selon IAS 32	Montant net comptabilisé en compensation selon IAS 32	Montant des instruments financiers	Juste valeur des collatéraux financiers	Montant net
Juste valeur des dérivés – actif	6 194	234	11 067	(5 107)	5 960	(1 652)	(1 073)	3 235
Juste valeur des dérivés – passif	(5 661)	(844)	(9 924)	5 107	(4 817)	1 652	768	(2 397)

39.2.2 Au 31 décembre 2016

<i>(en millions d'euros)</i>	Solde au bilan	Solde sans compensation	Solde avec compensation selon IAS 32			Montants faisant l'objet d'un accord de compensation global mais non compensés selon IAS 32		
			Montant brut comptabilisé (avant compensation)	Montant brut comptabilisé en compensation selon IAS 32	Montant net comptabilisé en compensation selon IAS 32	Montant des instruments financiers	Juste valeur des collatéraux financiers	Montant net
Juste valeur des dérivés – actif	9 869	5 043	10 741	(5 915)	4 826	(1 689)	(2 303)	834
Juste valeur des dérivés – passif	(7 370)	(5 240)	(8 045)	5 915	(2 130)	1 689	56	(385)

NOTE 40 GESTION DES RISQUES MARCHÉS ET DE CONTREPARTIE

Le groupe EDF, acteur dans le secteur de l'énergie et opérant dans un contexte international, est exposé aux risques des marchés financiers, marchés énergies et de contrepartie. Ces risques pourraient générer de la volatilité sur les états financiers.

■ Risques marchés financiers

Les principaux risques des marchés financiers auxquels le Groupe est exposé sont le risque de liquidité, le risque de change, le risque de taux et le risque actions.

La gestion du risque de liquidité par le Groupe a pour objectif de rechercher des ressources au meilleur coût et de s'assurer de leur obtention à tout instant.

Le risque de change est lié à la diversification des activités du Groupe et de son implantation géographique et résulte de l'exposition aux risques de fluctuation des parités de change. Ces fluctuations peuvent ainsi avoir un impact sur les écarts de conversion, les postes de bilan, les charges financières, les capitaux propres et les résultats du Groupe.

Le risque taux résulte de l'exposition aux risques de fluctuation des taux d'intérêt pouvant impacter la valeur des actifs placés par le Groupe, la valeur des passifs provisionnés, ou ses charges financières.

Le Groupe est exposé au risque actions notamment au travers des titres détenus dans le cadre des actifs dédiés constitués pour sécuriser le financement des engagements de long terme liés au nucléaire, dans le cadre des fonds externalisés au titre des retraites, et dans une moindre mesure, dans le cadre de ses actifs de trésorerie et de participations détenues en direct.

Une description plus détaillée de ces risques est présentée au chapitre 5.1.6.1 « Gestion et contrôle des risques financiers » du document de référence.

■ Risques marchés énergies

En lien avec l'ouverture à la concurrence du marché des clients finals, le développement des marchés de gros et le développement à l'international, le groupe EDF opère, principalement en Europe, sur les marchés dérégulés de l'énergie à travers ses activités de production et de commercialisation. À ce titre, le Groupe est exposé aux variations de prix des marchés de gros de l'énergie (électricité, gaz, charbon, produits pétroliers) et du marché des quotas d'émissions de CO₂, qui peuvent affecter significativement ses états financiers.

Une description plus détaillée de ces risques est présentée au niveau du chapitre 5.1.6.2 « Gestion et contrôle des risques marchés énergies » du document de référence.

■ Risques de contrepartie

Il se définit comme l'ensemble des pertes que subirait le Groupe sur ses activités opérationnelles et sur les marchés si l'une de ses contreparties venait à faire défaut et n'exécutait pas de ce fait ses obligations contractuelles.

Une description plus détaillée de ces risques est présentée au chapitre 5.1.6.1.7 « Gestion du risque de contrepartie/crédit » du document de référence.

Concernant le risque clients – autre composante du risque de contrepartie – une balance des créances échues et non échues est présentée en note 25.

Les analyses de sensibilité exigées par la norme IFRS 7 sont présentées au chapitre 5.1.6.1 « Gestion et contrôle des risques financiers » du document de référence :

- risques de change : chapitre 5.1.6.1.3,
- risques de taux d'intérêt : chapitre 5.1.6.1.4,
- risques actions sur les actifs financiers : chapitres 5.1.6.1.5 et 5.1.6.1.6.

Les principales informations concernant les actifs et passifs financiers se trouvent détaillées comme suit par thématique :

- risques de liquidité :
 - échéancier des dettes : annexe aux comptes consolidés – note 38.2.2,
 - lignes de crédit : annexe aux comptes consolidés – note 38.2.5,
 - clauses de remboursement anticipé des emprunts : annexe aux comptes consolidés – note 38.2.6,
 - engagements hors bilan : annexe aux comptes consolidés – note 44 ;
- risques de change :
 - ventilation des emprunts par devises et taux : annexe aux comptes consolidés – notes 38.2.3 et 38.2.4 ;
- risques actions (chapitres 5.1.6.1.5 et 5.1.6.1.6 « Gestion du risque actions/Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA » du document de référence) :
 - couverture des engagements nucléaires : annexe aux comptes consolidés – notes 47 et 29.1.5,
 - couverture des engagements sociaux : annexe aux comptes consolidés – notes 31.2.5 et 31.3.4,
 - gestion de trésorerie long terme,
 - titres de participation directe ;
- risques de taux :
 - taux d'actualisation sur provisions nucléaires : mode de calcul et sensibilité : annexe aux comptes consolidés – note 29.1.5.2,
 - taux d'actualisation utilisé pour les avantages du personnel : annexe aux comptes consolidés – notes 31.2.7 et 31.3.6,
 - ventilation des emprunts par devises et taux : annexe aux comptes consolidés – notes 38.2.3 et 38.2.4 ;
- traitement au bilan des risques financiers et des risques marchés :
 - instruments dérivés et comptabilité de couverture : annexe aux comptes consolidés – note 41 et tableau de variations des capitaux propres,
 - instruments dérivés non qualifiés de couverture : annexe aux comptes consolidés – note 42.

6. ÉTATS FINANCIERS

Actifs et passifs financiers

NOTE 41 INSTRUMENTS DÉRIVÉS ET COMPTABILITÉ DE COUVERTURE

La comptabilité de couverture est appliquée en conformité avec les principes de la norme IAS 39 et concerne les dérivés de taux d'intérêt relatifs à la couverture de la dette à long terme, les dérivés de change relatifs à la couverture d'investissements

nets à l'étranger et de la dette libellée en devises étrangères, ainsi que les dérivés de change et les dérivés sur matières premières en couverture de flux de trésorerie futurs.

La juste valeur des dérivés de couverture enregistrée au bilan se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2017	31/12/2016
Juste valeur positive des dérivés de couverture	36.1	3 580	6 056
Juste valeur négative des dérivés de couverture	38.1	(2 874)	(2 885)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		706	3 171
Instruments dérivés de couverture de taux	41.4.1	1 689	2 023
Instruments dérivés de couverture de change	41.4.2	(606)	2 122
Contrats de matières premières qualifiés de couverture de flux de trésorerie	41.4.3	(411)	(995)
Couvertures de juste valeur liées aux matières premières	41.5	34	21

La juste valeur des dérivés de couverture se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2017	31/12/2016
Juste valeur des dérivés de couverture de dettes	38.3	1 176	3 965
Juste valeur des dérivés de couverture de situation nette à l'étranger		90	14
Juste valeur des autres dérivés de couverture (matières premières)		(560)	(808)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		706	3 171

41.1 COUVERTURE DE JUSTE VALEUR

Le groupe EDF couvre l'exposition aux variations de juste valeur des dettes à taux fixe. Les instruments dérivés utilisés dans le cadre de cette couverture de juste valeur sont des *swaps* de taux d'intérêt fixe/variable et des *cross currency swaps*. Les variations de juste valeur de ces dérivés sont comptabilisées au compte de résultat. Les couvertures de juste valeur incluent également des instruments de couverture de change sur certains engagements fermes d'achat.

En 2017, la partie inefficace de la couverture de juste valeur représente un gain de 37 millions d'euros incluse dans le résultat financier (perte de (11) millions d'euros en 2016).

41.2 COUVERTURE DE FLUX DE TRÉSORERIE

Le groupe EDF applique la couverture de flux de trésorerie notamment pour les cas suivants :

- couverture de la dette à taux variable et pour laquelle les *swaps* de taux d'intérêt sont utilisés (taux variable/fixe) ;
- couverture du risque de change lié à la dette libellée en devises étrangères (utilisation de *cross currency swaps*) ;
- couverture de flux de trésorerie futurs liés aux prévisions d'achats et de ventes d'électricité, de gaz, de charbon : des contrats de *futures*, *forwards* et *swaps* sont conclus à cet effet.

Le groupe EDF couvre également le risque de change associé à ses achats de matières premières et de combustibles.

Le montant de l'inefficacité des couvertures de flux de trésorerie enregistré en 2017 est nul (montant nul en 2016).

41.3 COUVERTURE D'INVESTISSEMENTS NETS À L'ÉTRANGER

La couverture d'investissements nets à l'étranger correspond à la couverture de l'exposition du Groupe au risque de change associée aux investissements nets dans des sociétés étrangères.

Ce risque est géré au niveau du groupe EDF soit par un adossement à des dettes d'acquisition dans la même devise, soit par des couvertures de marché. Dans ce dernier cas, le Groupe a recours à des *swaps* de change et du change à terme.

41.4 IMPACT DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE EN CAPITAUX PROPRES

Les variations de juste valeur des dérivés de couverture enregistrées en capitaux propres part du Groupe sur la période s'analysent comme suit :

	2017			2016		
	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage ⁽²⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Inefficacité	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage ⁽²⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Inefficacité
(en millions d'euros)						
Couverture de taux	31	-	-	6	-	1
Couverture de change	(1 588)	(1 331)	(3)	70	288	(4)
Couverture d'investissement net à l'étranger	518	(120)	-	1 352	-	-
Couverture de matières premières	(613)	(1 714)	5	(489)	361	31
INSTRUMENTS FINANCIERS DE COUVERTURE ⁽³⁾	(1 652)	(3 165)	2	939	649	28

(1) +(-) : augmentation/(diminution) des capitaux propres part du Groupe.

(2) +(-) : augmentation/(diminution) du résultat part du Groupe.

(3) Hors entreprises associées et coentreprises.

41.4.1 Dérivés de couverture de taux

Les dérivés de couverture de taux s'analysent comme suit :

	Notionnel au 31/12/2017				Notionnel au 31/12/2016	Juste valeur	
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	Total	31/12/2017	31/12/2016
(en millions d'euros)							
Payeur fixe/receveur variable	106	711	331	1 148	1 342	(75)	(62)
Payeur variable/receveur fixe	-	4 769	17 971	22 740	24 906	1 928	2 299
Variable/variable	-	-	1 252	1 252	2 022	(9)	4
Fixe/fixe	528	5 269	4 265	10 062	10 327	(155)	(218)
Swaps de taux	634	10 749	23 819	35 202	38 597	1 689	2 023
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE TAUX	634	10 749	23 819	35 202	38 597	1 689	2 023

La juste valeur des *cross currency swaps* taux/change ne prend en compte que l'effet taux.

Une part importante des emprunts à taux fixe du groupe EDF est variabilisée au moyen de *swaps* de taux.

Le notionnel des *cross currency swaps* est intégré d'une part, dans cette note et d'autre part, dans la note sur les dérivés de couverture de change (note 41.4.2).

41.4.2 Dérivés de couverture de change

Les éléments constitutifs des dérivés de couverture de change sont les suivants :

AU 31 DÉCEMBRE 2017

	Notionnel à recevoir au 31/12/2017				Notionnel à livrer au 31/12/2017				Juste valeur
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2017
(en millions d'euros)									
Change à terme	2 478	518	-	2 996	2 475	514	-	2 989	-
Swaps	12 469	10 614	12 724	35 807	12 592	10 384	13 155	36 131	(606)
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	14 947	11 132	12 724	38 803	15 067	10 898	13 155	39 120	(606)

AU 31 DÉCEMBRE 2016

	Notionnel à recevoir au 31/12/2016				Notionnel à livrer au 31/12/2016				Juste valeur
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2016
(en millions d'euros)									
Change à terme	1 600	730	-	2 330	1 589	718	-	2 307	26
Swaps	15 030	11 027	13 703	39 760	14 304	10 107	12 782	37 193	2 096
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	16 630	11 757	13 703	42 090	15 893	10 825	12 782	39 500	2 122

Le notionnel des *cross currency swaps* qui figure dans cette note est également repris dans la note sur les dérivés de couverture de taux (note 41.4.1).

6. ÉTATS FINANCIERS

Actifs et passifs financiers

41.4.3 Couvertures de flux de trésorerie liées aux matières premières

Concernant les matières premières, les variations de juste valeur s'expliquent principalement par :

(en millions d'euros)	31/12/2017	31/12/2016
Contrats de couverture d'électricité	(916)	(2 610)
Contrats de couverture de gaz	69	(316)
Contrats de couverture de charbon	36	9
Contrats de couverture des produits pétroliers	149	2 007
Contrats de couverture de droits d'émission CO ₂	49	421
VARIATIONS DE JUSTE VALEUR AVANT IMPÔTS	(613)	(489)

Le montant transféré en résultat, au titre des contrats de matières premières dénoués pendant l'exercice, est constitué majoritairement de :

(en millions d'euros)	31/12/2017	31/12/2016
Contrats de couverture d'électricité	(1 744)	1 276
Contrats de couverture de gaz	50	(943)
Contrats de couverture de charbon	31	(72)
Contrats de couverture des produits pétroliers	(66)	86
Contrats de couverture de droits d'émission CO ₂	15	14
MONTANTS TRANSFÉRÉS EN RÉSULTAT AVANT IMPÔTS	(1 714)	361

Les couvertures de flux de trésorerie liées aux matières premières s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Unités de mesure	31/12/2017				31/12/2016	
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	Notionnels nets	Juste valeur
						Notionnels nets	Juste valeur
Électricité	Térawattheures						
Swaps		2	-	-	2	5	(3)
Forwards/futures		(2)	(70)	-	(72)	(89)	(1 174)
		-	(70)	-	(70)	(84)	(1 177)
Swaps		(193)	(40)	-	(233)	(531)	(4)
Forwards/futures		1 052	399	-	1 451	1 685	109
Gaz	Millions de therms	859	359	-	1 218	1 154	105
Swaps		8 528	5 647	-	14 175	25 158	69
Options		379	-	-	379	-	-
Produits pétroliers	Milliers de barils	8 907	5 647	-	14 554	25 158	69
Swaps		-	-	-	-	-	-
Charbon	Millions de tonnes						
Swaps		-	-	-	-	-	-
Forwards/futures		5 821	13 755	-	19 576	21 702	8
CO₂	Milliers de tonnes	5 821	13 755	-	19 576	21 702	8
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES QUALIFIÉS DE COUVERTURE DE FLUX DE TRÉSORERIE						(411)	(995)

41.5 COUVERTURES DE JUSTE VALEUR LIÉES AUX MATIÈRES PREMIÈRES

Les couvertures de juste valeur liées aux matières premières s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Unités de mesure	31/12/2017		31/12/2016	
		Notionnels nets	Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
Charbon et fret	Millions de tonnes	4	3	4	3
Gaz	Millions de therms	(583)	31	(307)	18
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES QUALIFIÉS DE COUVERTURE DE JUSTE VALEUR			34		21

NOTE 42 INSTRUMENTS DÉRIVÉS NON QUALIFIÉS DE COUVERTURE

La juste valeur des dérivés de transaction enregistrée au bilan se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2017	31/12/2016
Juste valeur positive des dérivés de transaction	36.2.1	2 614	3 813
Juste valeur négative des dérivés de transaction	38.1	(2 787)	(4 485)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE TRANSACTION		(173)	(672)
Instruments dérivés de taux détenus à des fins de transaction	42.1	(33)	(55)
Instruments dérivés de change détenus à des fins de transaction	42.2	73	(179)
Contrats de matières premières non qualifiés de couverture	42.3	(213)	(438)

42.1 DÉRIVÉS DE TAUX DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION

Les éléments constitutifs des dérivés de taux (*swaps* de taux) détenus à des fins de transaction s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Notionnel au 31/12/2017				Notionnel au 31/12/2016	Juste valeur	
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	Total	31/12/2017	31/12/2016
Achats d'options	-	-	519	519	517	15	22
Opérations sur taux d'intérêt	-	-	519	519	517	15	22
Payeur fixe/receveur variable	1 366	1 280	332	2 978	742	(42)	(77)
Payeur variable/receveur fixe	-	330	86	416	406	(8)	(2)
Variable/variable	-	351	-	351	910	1	1
Fixe/fixe	194	70	74	338	418	1	1
Swaps de taux	1 560	2 031	492	4 083	2 476	(48)	(77)
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TAUX DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	1 560	2 031	1 011	4 602	2 993	(33)	(55)

42.2 DÉRIVÉS DE CHANGE DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION

Les éléments constitutifs des dérivés de change détenus à des fins de transaction se répartissent comme suit :

AU 31 DÉCEMBRE 2017

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir au 31/12/2017				Notionnel à livrer au 31/12/2017				Juste valeur
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2017
Change à terme	2 438	1 079	8	3 525	2 443	1 089	9	3 541	(23)
Swaps	11 986	4 823	74	16 883	11 960	4 764	73	16 797	96
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE CHANGE DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	14 424	5 902	82	20 408	14 403	5 853	82	20 338	73

AU 31 DÉCEMBRE 2016

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir au 31/12/2016				Notionnel à livrer au 31/12/2016				Juste valeur
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2016
Change à terme	2 230	603	-	2 833	2 138	629	-	2 767	3
Swaps	11 279	5 094	-	16 373	11 264	5 368	-	16 632	(182)
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE CHANGE DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	13 509	5 697	-	19 206	13 402	5 997	-	19 399	(179)

42.3 CONTRATS DÉRIVÉS DE MATIÈRES PREMIÈRES NON QUALIFIÉS DE COUVERTURE

Les contrats dérivés de matières premières non qualifiés de couverture se décomposent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	Unités de mesure	31/12/2017		31/12/2016	
		Notionnels nets	Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
<i>Swaps</i>		(5)	479	(18)	52
<i>Options</i>		4	106	4	118
<i>Forwards/futures</i>		(54)	(403)	(45)	(406)
Électricité	Térawattheures	(55)	182	(59)	(236)
<i>Swaps</i>		894	(132)	8 253	114
<i>Options</i>		(68)	171	338	38
<i>Forwards/futures</i>		19 784	57	(4 169)	(205)
Gaz	Millions de therms	20 610	96	4 422	(53)
<i>Swaps</i>		3 400	94	11 159	27
<i>Options</i>		1 920	3	(247)	(14)
<i>Forwards/futures</i>		108	(3)	(10)	(2)
Produits pétroliers	Milliers de barils	5 428	94	10 902	11
<i>Swaps</i>		(1)	(151)	-	(205)
<i>Options</i>		3	(1)	-	-
<i>Forwards/futures</i>		4	9	45	105
<i>Fret</i>		(4)	17	7	31
Charbon et fret	Millions de tonnes	2	(126)	52	(69)
<i>Swaps</i>		43	-	113	-
<i>Options</i>		-	-	-	-
<i>Forwards/futures</i>		35 583	(57)	2 906	(42)
CO₂	Milliers de tonnes	35 626	(57)	3 019	(42)
<i>Swaps/Options</i>			(56)		258
<i>Forwards/futures</i>			(346)		(308)
Autres matières premières			(402)		(50)
Dérivés incorporés de matières			-		1
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES NON QUALIFIÉS DE COUVERTURE			(213)		(438)

Ils incluent principalement les contrats qui figurent dans le portefeuille d'EDF Trading.

FLUX DE TRÉSORERIE ET AUTRES INFORMATIONS

NOTE 43 FLUX DE TRÉSORERIE

43.1 VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT

<i>(en millions d'euros)</i>	2017	2016
Variation des stocks	543	6
Variation de la créance de contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE)	499	(9)
Variation des créances clients et comptes rattachés	636	(1 487)
Variation des dettes fournisseurs et comptes rattachés	550	91
Variation des autres débiteurs et autres créditeurs (hors CSPE)	(752)	(536)
VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT	1 476	(1 935)

43.2 INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS

<i>(en millions d'euros)</i>	2017	2016
Acquisitions d'immobilisations incorporelles	(1 165)	(1 038)
Acquisitions d'immobilisations corporelles	(14 329)	(13 217)
Variation des dettes fournisseurs d'immobilisations	747	(142)
INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS	(14 747)	(14 397)

6. ÉTATS FINANCIERS

Flux de trésorerie et autres informations

NOTE 44 ENGAGEMENTS HORS BILAN

Cette note présente les engagements hors bilan donnés et reçus du Groupe au 31 décembre 2017. Les engagements mentionnés correspondent aux flux contractuels non actualisés.

44.1 ENGAGEMENTS DONNÉS

Le tableau ci-dessous présente les engagements hors bilan donnés du Groupe qui sont valorisés. Il est complété par des engagements décrits séparément dans les notes détaillées.

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2017	31/12/2016
Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation	44.1.1	44 705	46 560
Engagements donnés liés aux opérations d'investissement	44.1.2	17 222	18 605
Engagements donnés liés aux opérations de financement	44.1.3	5 123	5 535
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS		67 050	70 700

Dans la quasi-totalité des cas, les engagements donnés sont réciproques, les tiers concernés ayant une obligation contractuelle de fournir au Groupe des actifs ou des prestations relatifs à des opérations d'exploitation, d'investissement ou de financement.

44.1.1 Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation

Les engagements donnés par le Groupe liés aux opérations d'exploitation sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2017	31/12/2016
Engagements d'achats de combustible et d'énergie ⁽¹⁾	26 728	32 669
Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation	13 739	10 260
Engagements de location simple en tant que preneur	4 238	3 631
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	44 705	46 560

(1) Hors achats de gaz et services associés.

44.1.1.1 Engagements d'achats de combustible et d'énergie

Le Groupe a conclu dans le cadre de ses activités normales de production et de commercialisation des contrats à long terme d'achats d'électricité, de gaz, d'autres énergies et matières premières ainsi que de combustible nucléaire, selon lesquels il s'engage à acheter sur des durées qui peuvent atteindre 20 ans.

Le Groupe a également passé avec un certain nombre de producteurs d'électricité des contrats d'achats à long terme, en participant au financement de centrales de production.

Au 31 décembre 2017, l'échéancier des engagements d'achats de combustible et d'énergie se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Total	Échéances				Total
		< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans	
Achats d'électricité et services associés ⁽¹⁾	9 767	1 601	3 310	2 274	2 582	9 267
Achats d'autres énergies et de matières premières ⁽²⁾	391	83	213	95	-	662
Achats de combustible nucléaire	16 570	1 414	6 151	5 285	3 720	22 740
ENGAGEMENTS D'ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	26 728	3 098	9 674	7 654	6 302	32 669

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 606 millions d'euros au 31 décembre 2017 (643 millions d'euros au 31 décembre 2016).

(2) Hors achats de gaz et services associés (voir note 44.1.1.1.4).

La diminution des engagements d'achats de combustible et d'énergie est principalement liée à la part des engagements intragroupes du fait de l'acquisition de Framatome, ainsi qu'à la diminution des autres engagements d'achats de combustible nucléaire chez EDF.

44.1.1.1.1 Achats d'électricité et services associés

Les engagements d'achats d'électricité proviennent principalement d'EDF et d'EDF Energy. Pour EDF, ils sont notamment portés par les Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI), qui se sont engagés à acheter de l'électricité produite à partir de bagasse et de charbon.

Par ailleurs, en complément des obligations valorisées ci-dessus et aux termes de l'article 10 de la loi du 10 février 2000, EDF a l'obligation d'acheter en France métropolitaine dès lors que le producteur en fait la demande et sous réserve du respect d'un certain nombre de caractéristiques techniques, la production issue des

centrales de cogénération ainsi que des unités de production d'énergie renouvelable (éolienne, petite hydraulique, photovoltaïque, etc.). Les surcoûts générés par cette obligation sont compensés (après validation par la CRE) via la CSPE. Ces obligations d'achat s'élèvent à 47 TWh pour l'exercice 2017 (43 TWh pour l'exercice 2016), dont 6 TWh au titre de la cogénération (6 Wh pour 2016), 23 TWh au titre de l'éolien (20 TWh pour 2016), 9 TWh au titre du photovoltaïque (8 TWh pour 2016) et 3 TWh au titre de l'hydraulique (3 TWh pour 2016).

44.1.1.1.2 Achats d'autres énergies et de matières premières

Les engagements d'achats d'autres énergies et matières premières concernent essentiellement des achats de charbon et de fioul utilisés pour le fonctionnement des centrales thermiques et des achats de combustible biomasse utilisé par Dalkia dans le cadre de ses activités.

44.1.1.1.3 Achats de combustible nucléaire

Les engagements d'achats de combustible nucléaire proviennent des contrats d'approvisionnement du parc nucléaire pour couvrir les besoins du groupe EDF en uranium et en services de fluoration, d'enrichissement et de fabrication d'assemblages de combustible.

La baisse de ces engagements en 2017 s'explique principalement par l'acquisition de Framatome (voir note 3.2) et l'élimination des engagements intragroupes, EDF étant un client significatif de Framatome.

44.1.1.1.4 Achats de gaz et services associés

Les engagements d'achats de gaz sont principalement portés par Edison et EDF. Au 31 décembre 2017, ils représentent les volumes suivants pour ces deux entités.

(en milliards de mètres cubes)	31/12/2017				31/12/2016
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Edison	154	14	43	97	167
EDF	24	1	7	16	26

Edison a conclu des contrats d'importation de gaz naturel en provenance de Russie, de Libye, d'Algérie et du Qatar, pour une fourniture totale d'un volume maximum de 14,4 milliards de mètres cubes par an. La durée de ces contrats varie entre 3 et 18 ans.

Par ailleurs, Edison, dans le cadre du contrat avec Terminale GNL Adriatico, bénéficie d'environ 80 % des capacités de regazéification du terminal jusqu'en 2034 moyennant le paiement d'une prime annuelle d'environ 100 millions d'euros.

44.1.1.2 Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation

Au 31 décembre 2017, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2017				31/12/2016
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Garanties données liées aux activités opérationnelles	7 074	3 215	2 294	1 565	5 883
Engagements sur achats d'exploitation ⁽¹⁾	6 460	3 655	2 117	688	4 212
Autres engagements donnés liés à l'exploitation	205	84	102	19	165
ENGAGEMENTS DONNES LIÉS À L'EXÉCUTION DE CONTRATS D'EXPLOITATION ⁽²⁾	13 739	6 954	4 513	2 272	10 260

(1) Hors énergies et combustibles.

(2) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 835 millions d'euros au 31 décembre 2017 (1 121 millions d'euros au 31 décembre 2016).

L'augmentation des engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation est liée à l'intégration des activités de Framatome (voir note 3.2).

44.1.1.2.1 Garanties données liées aux activités opérationnelles

Les garanties liées aux activités opérationnelles se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2017	31/12/2016
EDF	2 270	1 612
EDF Énergies Nouvelles	1 363	1 617
Edison	1 215	1 432
EDF Energy	732	630
Framatome	714	-
Autres entités	780	592
TOTAL	7 074	5 883

L'évolution de ces engagements donnés par rapport au 31 décembre 2016 s'explique principalement par la reprise des garanties effectuée dans le cadre de l'acquisition de Framatome.

44.1.1.2.2 Engagements sur achats d'exploitation

Les engagements sur achats d'exploitation se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2017	31/12/2016
EDF	2 480	2 434
Framatome	1 878	-
EDF Energy	627	608
Enedis	601	598
Autres entités	874	572
TOTAL	6 460	4 212

L'augmentation des engagements sur achats d'exploitation est liée à l'acquisition de Framatome.

6. ÉTATS FINANCIERS

Flux de trésorerie et autres informations

44.1.1.3 Engagements de location simple en tant que preneur

Au 31 décembre 2017, les éléments constitutifs des engagements de location simple en tant que preneur sont les suivants :

	31/12/2017				31/12/2016
	Total	Échéances			Total
(en millions d'euros)		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
ENGAGEMENTS DE LOCATION SIMPLE EN TANT QUE PRENEUR	4 238	748	1 923	1 567	3 631

Le Groupe est engagé en tant que preneur par des contrats de location simple non résiliables portant principalement sur des locaux, des équipements, des terrains ou des véhicules entrant dans le cadre de son activité normale ainsi que par des

contrats de fret maritime dans le cadre des activités de *trading*. Les loyers payables sont susceptibles de renégociations selon des périodicités contractuelles. Ils concernent principalement EDF, EDF Énergies Nouvelles et Enedis.

44.1.2 Engagements donnés liés aux opérations d'investissement

Au 31 décembre 2017, les éléments constitutifs des engagements liés aux opérations d'investissement sont les suivants :

	31/12/2017				31/12/2016
	Total	Échéances			Total
(en millions d'euros)		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels	15 827	6 798	8 224	805	17 351
Engagements sur acquisition d'actifs financiers	569	390	173	6	406
Autres engagements donnés liés aux investissements	826	411	415	-	848
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT ⁽¹⁾	17 222	7 599	8 812	811	18 605

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 428 millions d'euros au 31 décembre 2017 (548 millions d'euros au 31 décembre 2016).

44.1.2.1 Engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels

Les engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2017	31/12/2016
EDF	4 689	7 556
EDF Energy	6 428	5 837
Enedis	2 383	2 621
EDF Énergies Nouvelles	1 242	977
Framatome	562	-
Autres entités	523	360
TOTAL	15 827	17 351

La diminution des engagements d'acquisitions d'actifs corporels et incorporels d'EDF s'explique principalement par l'élimination des transactions devenues intragroupe suite à l'acquisition de Framatome ainsi que par l'avancement du projet EPR de Flamanville 3. La hausse des engagements chez EDF Energy concerne la signature de nouveaux contrats relatifs à la construction du réacteur d'Hinkley Point C.

44.1.2.2 Engagements sur acquisition d'actifs financiers

L'augmentation des engagements sur acquisitions d'actifs financiers au 31 décembre 2017 concerne principalement l'acquisition de Gas Natural Vendita Italia (GNVI).

Edison a signé le 13 octobre 2017, un accord engageant avec Gas Natural Fenosa, pour l'acquisition de GNVI et l'achat du contrat gazier Shah Deniz II.

Edison achètera 100 % du capital de GNVI, filiale de Gas Natural Fenosa, fournisseur de gaz naturel et d'électricité en Italie. Le prix d'acquisition est fixé à 193 millions d'euros et correspond à une valeur d'entreprise de 263 millions d'euros, après remboursement de dettes et provisions.

L'acquisition de Gas Natural Vendita Italia est soumise à l'accord des autorités européennes de la concurrence, obtenue le 6 février 2018, et la finalisation de la transaction est prévue au premier semestre 2018.

L'accord prévoit également l'achat par Edison, soumis à la finalisation de l'acquisition de GNVI, du contrat long terme de fourniture de 11 TWh de gaz, en provenance du gisement de Shah Deniz II. Les importations du gaz de Shah Deniz doivent commencer à la fin de l'année 2020, dès l'achèvement du gazoduc trans-adriatique (TAP : Trans Adriatic Pipeline).

Les principaux engagements relatifs aux titres de participations non valorisables concernent EDF Luminus.

EDF Luminus a signé le 26 octobre 2015 un avenant à la convention d'actionnaires qui définit une clause de liquidité pour la participation de ses actionnaires minoritaires, pouvant se traduire sous certaines conditions à la main d'EDF, soit par une cession de leurs titres *via* une introduction en Bourse, soit par un rachat de leurs titres par le Groupe sur base d'une valeur de marché. Cette clause de liquidité est valable à tout moment du 1^{er} juillet 2018 au 31 décembre 2025.

Enfin, concernant la participation dans EDF Investissements Groupe (EIG), la société C3 (filiale à 100 % d'EDF) et la société NBI (Natixis Belgique Investissement, filiale du groupe Natixis) ont fait évoluer, le 12 février 2014, les accords autour de leur participation dans EIG.

Dans ce cadre, C3 dispose désormais d'une promesse unilatérale de vente des titres EIG détenus par NBI à prix fixe et exerçable à tout moment jusqu'en mai 2021. De son côté, NBI bénéficie d'une option de vente à EDF prenant la forme d'un *put* à règlement en espèces, pour la totalité de ses titres EIG, à prix fixe et exerçable sous certaines conditions entre février 2019 et mai 2020.

Du fait de leurs caractéristiques et conformément à la norme IAS 32, l'option de vente de NBI et la promesse unilatérale de vente de C3 sont considérées comme des instruments dérivés dont la valeur nette est présentée en juste valeur positive ou négative des dérivés de transaction. Au 31 décembre 2017, la juste valeur de ces dérivés de transaction comptabilisée dans le bilan consolidé du Groupe est non significative.

44.1.2.3 Autres engagements donnés liés aux investissements

Les autres engagements donnés liés aux investissements comprennent notamment au 31 décembre 2017 des garanties octroyées par EDF Norte Fluminense dans le

cadre de sa participation à hauteur de 51 % dans CES, société en charge de la construction et de l'exploitation d'un projet d'aménagement hydroélectrique sur la rivière Teles Pires au Brésil, et une garantie maison mère dans le cadre d'un projet d'investissement immobilier.

44.1.3 Engagements donnés liés aux opérations de financement

Les engagements donnés par le Groupe liés aux opérations de financement au 31 décembre 2017 sont les suivants :

	31/12/2017				31/12/2016
	Total	Échéances			Total
< 1 an		1 à 5 ans	> 5 ans		
<i>(en millions d'euros)</i>					
Sûretés sur les actifs en garantie de dettes financières	4 250	76	731	3 443	4 637
Garanties financières données	613	349	144	120	644
Autres engagements donnés liés au financement	260	245	15	-	254
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT ⁽¹⁾	5 123	670	890	3 563	5 535

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 692 millions d'euros au 31 décembre 2017 (673 millions d'euros au 31 décembre 2016). Ces engagements donnés aux coentreprises concernent principalement EDF Énergies Nouvelles.

Les sûretés réelles et biens affectés en garanties des emprunts comprennent principalement des nantissements ou hypothèques d'actifs corporels et de titres de

participations de filiales consolidées détentrices d'actifs corporels d'EDF Énergies Nouvelles.

44.2 ENGAGEMENTS REÇUS

Le tableau ci-dessous présente les engagements hors bilan reçus par le Groupe qui sont valorisés. Il est complété par des engagements reçus décrits séparément dans les notes détaillées.

	Notes	31/12/2017	31/12/2016
<i>(en millions d'euros)</i>			
Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation ⁽¹⁾	44.2.1	3 635	3 430
Engagements reçus liés aux opérations d'investissement	44.2.2	214	3 663
Engagements reçus liés aux opérations de financement	44.2.3	72	24
TOTAL DES ENGAGEMENTS REÇUS ⁽²⁾		3 921	7 117

(1) Hors engagements de livraison d'énergie et services associés (voir notes 44.2.1.4 et 44.2.1.5).

(2) Hors engagements relatifs aux lignes de crédit détaillés en note 38.2.5.

44.2.1 Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation

Les engagements reçus liés aux opérations d'exploitation au 31 décembre 2017 sont les suivants :

	31/12/2017				31/12/2016
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
<i>(en millions d'euros)</i>					
Engagements de location simple en tant que bailleur	780	121	430	229	911
Engagements sur ventes d'exploitation	1 326	181	750	395	829
Garanties reçues liées aux activités opérationnelles	1 483	1 042	253	188	1 637
Autres engagements reçus liés aux opérations d'exploitation	46	16	22	8	53
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	3 635	1 360	1 455	820	3 430

44.2.1.1 Engagements de location simple en tant que bailleur

Le Groupe bénéficie à hauteur de 780 millions d'euros d'engagements de location simple en tant que bailleur.

Ces engagements sont principalement issus de contrats de location simple, reconnus comme tels en vertu de l'interprétation IFRIC 4 « Déterminer si un accord contient un contrat de location ». Ils portent principalement sur des projets de production indépendante (IPP) asiatiques et sur des locations immobilières.

44.2.1.2 Engagements sur ventes d'exploitation

Les engagements reçus sur ventes d'exploitations concernent principalement EDF Énergies Nouvelles et sont relatifs à des contrats de prestations d'exploitation, de maintenance et de développement-vente d'actifs structurés.

44.2.1.3 Garanties reçues liées aux activités opérationnelles

Les garanties reçues liées aux activités opérationnelles concernent principalement EDF et sont relatives à des garanties reçues de la part de fournisseurs, notamment dans le cadre des livraisons ARENH.

6. ÉTATS FINANCIERS

Flux de trésorerie et autres informations

44.2.1.4 Engagements de livraison d'électricité

Dans le cadre de son activité normale, le groupe EDF a conclu des contrats à long terme de vente d'électricité, dont les principaux sont détaillés ci-après :

- contrats à long terme conclus par EDF avec un certain nombre d'électriciens européens, adossés à une centrale ou à un ensemble de centrales du parc de production nucléaire français, correspondant à une puissance installée de 3,5 GW ;
- dans le cadre de la loi NOME, EDF est engagé à céder chaque année jusqu'au 31 décembre 2025 aux fournisseurs d'électricité sur le marché français une part de l'énergie produite par son parc nucléaire dit « historique » pouvant aller jusqu'à 100 TWh ;

44.2.1.5 Engagements de ventes de capacités de regazéification et services associés

Le terminal méthanier de Dunkerque a été mis en service commercialement début 2017. Il dispose d'une capacité annuelle de regazéification de l'ordre de 13 milliards de mètres cubes.

Le groupe Total a souscrit auprès de Dunkerque LNG une capacité de regazéification de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) représentant sur une période de 20 ans, un volume fixe total de 40 milliards de mètres cubes dont 8,5 milliards de mètres cubes pourraient être, sous certaines conditions restrictives, transférés à EDF.

44.2.2 Engagements reçus liés aux opérations d'investissement

	31/12/2017			31/12/2016	
	Total	Échéances		Total	
(en millions d'euros)		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT	214	20	72	122	3 663

La diminution des engagements reçus liés aux opérations d'investissement sur le premier semestre 2017 est liée à la finalisation des transactions engagées au 31 décembre 2016 dans le cadre du plan de cessions (voir note 3.4).

Au 31 décembre 2016, les engagements reçus liés aux opérations d'investissement incluaient principalement un montant de 2 566 millions d'euros au titre de la future cession de 49,9 % de sa filiale RTE via la société CTE. Les autres engagements reçus

concernaient notamment les futures cessions d'EDF Démász Zrt et des activités de négoce et fret de charbon d'EDF Trading.

Aux termes de l'accord signé avec Exelon le 29 juillet 2013 et finalisé le 1^{er} avril 2014, EDF dispose d'une option de vente de sa participation dans CENG à Exelon, à la juste valeur, exerçable entre janvier 2016 et juin 2022. Du fait de ses caractéristiques, cet engagement a une valeur nulle au 31 décembre 2017.

44.2.3 Engagements reçus liés aux opérations de financement

	31/12/2017			31/12/2016	
	Total	Échéances		Total	
(en millions d'euros)		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT	72	51	1	20	24

NOTE 45 PASSIFS ÉVENTUELS

À l'exception des éléments mentionnés en note 4.2, les principaux passifs éventuels au 31 décembre 2017 sont les suivants :

45.1 CONTRÔLES FISCAUX

EDF

À la suite de vérifications de comptabilités sur des exercices passés, l'Administration contestait la déductibilité fiscale des provisions pour rentes accident du travail et maladies professionnelles (AT/MP) de la Société. S'agissant d'une problématique liée au statut des IEG, elle concerne également les sociétés RTE, Enedis et Électricité de Strasbourg notamment. Par deux arrêts en date du 22 novembre 2017, le Conseil d'État a définitivement validé la position de la Société et reconnu le caractère déductible sur le plan fiscal de ces provisions mettant fin à l'ensemble des contentieux afférents.

Pour la période 2008 à 2015, EDF a reçu des propositions de rectifications relatives notamment à la déductibilité fiscale de certains passifs de long terme. Ce redressement réitéré chaque année représente un risque financier cumulé d'impôt sur les sociétés de l'ordre de 536 millions d'euros à fin 2017. Par deux jugements intervenus en septembre 2017, le Tribunal Administratif de Montreuil a reconnu la déductibilité fiscale de ces passifs et validé la position retenue par la Société.

Pour les exercices 2012 et 2015, l'Administration fiscale a notifié à la Société certains des redressements récurrents en matière de Contribution sur la Valeur ajoutée des Entreprises et remis en cause la déductibilité de provisions à long terme.

EDF International

Les contrôles fiscaux d'EDF International sur les exercices 2009 à 2014 se sont traduits par la remise en cause de la valorisation des obligations convertibles en actions mises en place dans le cadre du refinancement de l'acquisition de British Energy pour un enjeu total d'environ 310 millions d'euros. EDF International a contesté ce chef de redressements à l'encontre duquel elle estime ses chances de succès probables en contentieux.

45.2 LITIGES EN MATIÈRE SOCIALE

EDF est partie prenante à un certain nombre de litiges en matière sociale concernant notamment le temps de travail. EDF estime qu'aucun de ces litiges, pris isolément, n'est susceptible d'avoir un impact significatif sur son résultat financier ou sa situation financière. Toutefois, s'agissant de situations pouvant concerner un nombre important de salariés d'EDF en France, une multiplication de ces litiges pourrait potentiellement avoir un effet négatif sur la situation financière du Groupe, même si ce risque est atténué par la signature en 2016 de l'accord relatif aux forfaits jours.

45.3 ENEDIS – CONTENTIEUX AVEC DES PRODUCTEURS PHOTOVOLTAÏQUES

L'annonce par les pouvoirs publics à l'automne 2010 d'une prochaine révision à la baisse des tarifs d'achat de l'électricité photovoltaïque a provoqué une augmentation massive des dépôts de demandes de raccordements (cet afflux s'expliquant par le fait que la date de dépôt de la demande complète de raccordement déterminait alors le tarif applicable). Plusieurs arrêtés ministériels successifs ont ainsi baissé les tarifs d'achat.

Ces baisses n'ayant pas été suffisantes pour enrayer l'afflux de demandes de contrats, le Gouvernement a, par décret du 9 décembre 2010, décidé de la suspension de la conclusion de nouveaux contrats pour une durée de trois mois et indiqué que les dossiers n'ayant pas reçu une acceptation de leur proposition technique et financière de raccordement avant le 2 décembre 2010 devaient faire l'objet d'une nouvelle demande de raccordement à l'issue de ce délai de trois mois.

Dans ce contexte, un certain nombre de producteurs, ayant perdu le droit au tarif d'obligation d'achat avant le moratoire, ont intenté des procédures indemnitaires contre EDF gestionnaire de réseau de distribution (GRD) dans les ZNI et Enedis GRD en métropole au motif que les GRD n'auraient pas émis les propositions techniques et financières relatives au raccordement dans un délai qui leur aurait permis de bénéficier des conditions de rachat de l'électricité plus avantageuses.

Si certaines décisions rendues en première instance ont rejeté l'ensemble des demandes des requérants, d'autres leur ont accordé des indemnités.

EDF et Enedis ont souhaité faire application de leur police d'assurance Responsabilité Civile. Les assureurs ont opposé un refus de garantie. La Cour de Cassation a considéré dans un arrêt du 9 juin 2015 (*Green Yellow*) que la garantie des assureurs était due, en même temps qu'elle a reconnu la responsabilité d'Enedis. Les assureurs continuent cependant à refuser leur garantie sur les autres dossiers pendants.

Par ailleurs, par ordonnance du 15 mars 2017, la CJUE a confirmé que les arrêtés des 10 juillet 2006 et 12 janvier 2010 fixant les tarifs d'achat d'électricité d'origine photovoltaïque constitue une « *intervention de l'État ou aux moyens de ressources d'État* », l'un des 4 critères permettant de qualifier une aide d'État. Elle rappelle qu'une telle mesure d'aide mise à exécution sans avoir été préalablement notifiée à la Commission est illégale. Il revient désormais aux juridictions nationales d'en tirer toutes les conséquences, en particulier en écartant l'application de ces arrêtés illégaux.

Les tribunaux de commerce et Cours d'Appel sont appelés à se prononcer dans les prochains mois.

Contestant la mise en cause de leur responsabilité, EDF et Enedis :

- ont décidé de mener une action d'assurance de globalisation des réclamations liées à un même fait dommageable ayant la même cause technique (demandes de raccordement émises entre le 24 et le 31 août 2010), dite sinistre sériel contre leurs assureurs ;
- interjetent appel contre les jugements les plus défavorables rendus en première instance ;
- s'appuient sur l'ordonnance de la CJUE pour faire valoir que les préjudices des producteurs sont basés sur des arrêtés illégaux et sont donc non réparables.

45.3.1 SUN'R

La société SUN'R a déposé une plainte devant l'Autorité de la concurrence (ADLC), le 21 juin 2012, contre EDF et Enedis, assortie d'une demande de mesures conservatoires. La société SUN'R reprochait à Enedis des retards dans la procédure de raccordement de ses installations photovoltaïques et à EDF des retards dans la mise en œuvre des contrats d'obligation d'achat et le paiement des factures afférentes. En outre, selon SUN'R, EDF ENR aurait bénéficié d'un traitement privilégié pour le raccordement de ses installations par Enedis et le paiement de ses factures par EDF.

Par une décision du 14 février 2013, l'ADLC a rejeté toutes les demandes de mesures conservatoires de SUN'R, mais a décidé de poursuivre l'instruction au fond.

Les services d'instruction de l'ADLC ont adressé aux parties le 12 janvier 2018 une proposition de non-lieu concluant à l'absence de pratiques anticoncurrentielles de la part d'EDF, d'Enedis et de RTE. Cette proposition ne préjuge toutefois pas de la décision finale qui sera adoptée par l'ADLC.

Parallèlement à sa plainte devant l'ADLC en 2012, SUN'R a formé le 29 août 2012 une requête en référé-expertise et provision devant le Tribunal administratif de Paris, assortie d'une demande d'indemnité provisionnelle de 1 million d'euros concernant EDF et 2,5 millions d'euros concernant Enedis. Par une ordonnance du 27 novembre 2012, le juge des référés du Tribunal administratif de Paris a rejeté cette requête.

Le 30 avril 2015, SUN'R a assigné Enedis et EDF SA devant le Tribunal de commerce de Paris, afin d'obtenir l'indemnisation du préjudice que lui auraient causé les retards dans le processus de raccordement au réseau de distribution d'électricité de ses projets de centrales de production d'énergie d'origine solaire. Elle demande au Tribunal de surseoir à statuer et réclame, dans l'attente de la décision au fond de l'Autorité de la concurrence, le paiement d'une somme provisionnelle de 10 millions d'euros à valoir sur son préjudice. Par un jugement du 7 novembre 2016, le Tribunal de commerce de Paris a débouté SUN'R de sa demande de provision et prononcé un sursis à statuer jusqu'à ce que l'ADLC rende une décision au fond.

Le 24 novembre 2015, les sociétés Sun West, Azimut 56 et JB Solar ont assigné Enedis et EDF SA devant le Tribunal de commerce de Paris sur le même fondement. Elles sollicitent à ce jour près de 4 millions d'euros au titre du préjudice allégué mais demandent au Tribunal de surseoir à statuer jusqu'à la décision au fond de l'Autorité de la concurrence. Par un jugement en date du 4 décembre 2017, le Tribunal de commerce de Paris a débouté les sociétés Sun West, Azimut 56 et JB Solar de leur demande de provision et prononcé un sursis à statuer jusqu'à ce que l'ADLC rende une décision au fond.

NOTE 46 ACTIFS ET PASSIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE

(en millions d'euros)

	31/12/2017	31/12/2016
Actifs détenus en vue de leur vente	-	5 220
PASSIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE	-	2 109

La diminution des actifs et passifs en vue de leur vente depuis le 31 décembre 2016 est liée au programme de cessions sur les opérations suivantes :

- la cession à la Caisse des Dépôts et CNP Assurances de 49,9 % des éléments du bilan de la société CTE (principalement constitués des titres RTE et d'un emprunt) (voir note 3.4.1) ;

- la cession des actifs d'EDF Polska (voir note 3.4.2) ;
- la cession des actifs d'EDF Démász (voir note 3.4.3) ;
- la cession des activités de négoce et de fret de charbon d'EDF Trading (voir note 3.4.4).

NOTE 47 ACTIFS DÉDIÉS D'EDF

47.1 RÉGLEMENTATION

L'article L. 594 du Code de l'environnement et ses textes d'application prescrivent d'affecter des actifs (les actifs dédiés) à la sécurisation du financement des charges relatives au démantèlement des installations nucléaires ainsi qu'au stockage de longue durée des déchets radioactifs. Ces textes régissent le mode de constitution de ces actifs dédiés, la gestion des fonds elle-même et leur gouvernance. Ces actifs sont clairement identifiés et isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers de l'entreprise et font l'objet d'un suivi et d'un contrôle particulier tant du Conseil d'administration que de l'autorité administrative.

La loi dispose que la valeur de réalisation des actifs dédiés doit être supérieure à la valeur des provisions correspondant au coût actualisé des obligations nucléaires de long terme telles que définies ci-dessus.

Le décret du 29 décembre 2010 a rendu les actions de RTE éligibles aux actifs dédiés sous certaines conditions et après autorisation administrative. En complément, le décret du 24 juillet 2013 a revu la liste des actifs éligibles en s'inspirant du Code des assurances. Il rend notamment admissibles sous certaines conditions les titres non cotés.

Le décret du 24 mars 2015, contient deux dispositions relatives aux actifs dédiés :

- la dotation annuelle aux actifs de couverture, nette des dotations complémentaires éventuelles aux provisions, doit être positive ou nulle tant que leur valeur de réalisation est inférieure à 110 % du montant des provisions concernées ;
- les biens fonciers des exploitants d'installations nucléaires peuvent, sous certaines conditions, être affectés à la couverture de ces provisions.

Le décret du 19 décembre 2016 autorise, sous certaines conditions, l'affectation aux actifs dédiés de titres de la société CTE qui détient 100 % du capital de RTE au 31 décembre 2017 (voir note 47.2.2 ci-après).

47.2 COMPOSITION ET ÉVALUATION DES ACTIFS DÉDIÉS

Par la réglementation qui les gouverne, les actifs dédiés constituent une catégorie d'actifs tout à fait spécifique.

Les actifs dédiés sont organisés et gérés conformément à une allocation stratégique fixée par le Conseil d'administration, et communiquée à l'autorité administrative. Cette allocation stratégique vise à répondre à l'objectif global de couverture sur le long terme et structure la composition et la gestion du portefeuille dans son ensemble. Elle prend en compte dans sa détermination les contraintes réglementaires sur la nature et la liquidité des actifs dédiés, les perspectives financières des marchés actions et des marchés de taux, ainsi que l'apport diversifiant d'actifs non cotés.

Dans le cadre de la révision de l'allocation stratégique, et afin de poursuivre la diversification dans les actifs non cotés engagée depuis 2010 avec les titres RTE, le Conseil d'administration a approuvé en 2013 la mise en place, à côté des placements diversifiés actions et taux, d'un portefeuille d'actifs non cotés géré par la Division EDF Invest, créée suite au décret relatif à la sécurisation du financement des

charges nucléaires du 24 juillet 2013. EDF Invest cible trois classes d'actifs : les infrastructures à titre principal, l'immobilier et les fonds d'investissement.

Par ailleurs, suite à l'autorisation délivrée par l'État le 8 février 2013 et compte tenu de l'avis positif du Comité de suivi des engagements nucléaires et de la délibération du Conseil d'administration en date du 13 février 2013, EDF a affecté aux actifs dédiés la totalité de la créance reconnue par l'État français, représentant le déficit cumulé de CSPE à fin 2012.

Cette créance financière a été augmentée dans les comptes au 31 décembre 2015 d'un supplément de créance, estimé alors à 644 millions d'euros, non affecté aux actifs dédiés, correspondant aux déficits de compensation de début 2013 à fin 2015, reconnu par l'État par un courrier ministériel du 26 janvier 2016. Conformément à ce courrier, la créance financière totale porte intérêt à 1,72 % et doit être remboursée selon un échéancier révisé s'étalant jusqu'à fin 2020, qui a été fixé par un arrêté du 2 décembre 2016, sur la base de la confirmation par la Commission de régulation de l'énergie du déficit de compensation au titre de 2015.

Le 22 décembre 2016, EDF a cédé une quote-part de 26,4 % de cette créance financière, dont le supplément de créance correspondant aux déficits de compensation de début 2013 à fin 2015, à un pool d'investisseurs.

En conséquence, la valeur de réalisation de la créance conservée, affectée dans sa totalité aux actifs dédiés est calculée à cette date sur la base du prix de cession constaté.

Le montant reçu lié à la cession de la partie de la créance CSPE affectée aux actifs dédiés à hauteur de 894 millions d'euros, a été réinvesti au sein de ces actifs, de même que les flux de remboursement de la créance (voir note 3.7.4).

47.2.1 Placements diversifiés actions et obligations

Une partie de ces placements est constituée d'obligations détenues directement par EDF. L'autre partie est constituée d'OPCVM spécialisés sur les grands marchés internationaux gérés par des sociétés de gestion. Il s'agit soit de SICAV ou de FCP ouverts, soit de FCP réservés constitués pour l'entreprise et à son usage exclusif, celle-ci n'intervenant pas dans la gestion de ces fonds.

Ces placements sont organisés et gérés conformément à l'allocation stratégique, qui prend notamment en compte dans sa détermination les cycles boursiers des marchés internationaux pour lesquels l'inversion statistique généralement constatée entre les cycles des différents marchés actions et ceux des marchés de taux – ainsi qu'entre les secteurs géographiques – a conduit à définir un indicateur global de référence composite qui garantit le maintien de la politique d'investissement à long terme.

Il en résulte sur le plan comptable une logique d'appréciation des placements diversifiés actions et obligations dans leur globalité, en faisant masse des fonds qui les composent, sur la base des flux de trésorerie générés par le portefeuille considéré comme un groupe d'actifs financiers. La cohérence est ainsi assurée avec les spécificités du portefeuille d'actifs dédiés, en particulier l'adossement légal au passif et l'horizon éloigné de décaissements significatifs – les échéances s'étalent ainsi au-delà de 2150.

En date de clôture, ces placements sont présentés au bilan à leur valeur liquidative au sein des actifs financiers disponibles à la vente. Le Groupe tient compte des caractéristiques financières spécifiques de ce portefeuille d'actifs dédiés pour exercer

son jugement et déterminer si des indicateurs de dépréciation adaptés à la structure même de ce portefeuille doivent être pris en considération.

Compte tenu de ces éléments, le Groupe retient une durée de cinq ans comme critère de durée conduisant à constater une perte prolongée par rapport à la valeur historique. Cette durée correspond à la fourchette basse des estimations statistiques relatives aux marchés boursiers. Par ailleurs, et à partir des observations statistiques du modèle de gestion actif/passif utilisé sur ce portefeuille, le Groupe juge que le caractère important de la perte de valeur des actifs dédiés s'apprécie à partir d'une perte de 40 % par rapport à la valeur historique du portefeuille.

Parallèlement à ces critères généraux de dépréciation et dans le cadre du suivi opérationnel de ses actifs, le Groupe exerce son jugement au travers de règles de gestion pérennes, précises et supervisées par ses organes de gouvernance (limites de ratios d'emprise, analyses de volatilité et appréciation de la qualité individuelle des gérants de fonds).

47.2.2 Actifs non cotés (EDF Invest)

Les actifs gérés par EDF Invest sont composés de titres non cotés liés à des investissements dans les infrastructures, l'immobilier et des fonds d'investissement.

Au 31 décembre 2017, les actifs gérés par EDF Invest représentent une valeur de réalisation de 5 408 millions d'euros. Ils incluent notamment :

- 50,1 % de la participation du Groupe dans CTE, coentreprise détenant RTE, conformément au décret n° 2016-1781 du 19 décembre 2016 modifiant le décret du 23 février 2007, pour une valeur de 2 705 millions d'euros au 31 décembre 2017 (3 905 millions d'euros, pour 75,93 % des titres CTE, au 31 décembre 2016) (voir note 3.4.1) ;
- les participations du Groupe dans TIGF, Porterbrook, Autostrade et Q-Park présentées au bilan consolidé au niveau des actifs financiers disponibles à la vente ;
- les participations du Groupe dans Madrileña Red de Gas (MRG), Géosel, Thyssengas, Aéroports de la Côte d'Azur et Central SicaF présentées au bilan consolidé au niveau des participations dans les entreprises associées.

47.3 VALORISATION DES ACTIFS DÉDIÉS D'EDF

Le tableau suivant présente les actifs dédiés par nature :

(en millions d'euros)	Présentation au bilan consolidé	31/12/2017		31/12/2016	
		Valeur comptable	Valeur de réalisation	Valeur comptable	Valeur de réalisation
Actions		9 942	9 942	8 010	8 010
Titres de dettes		9 282	9 282	6 866	6 866
Portefeuille trésorerie		104	104	900	900
	Actifs financiers disponibles à la vente	19 328	19 328	15 776	15 776
Actifs dédiés – actions et titres de dettes					
Dérivés	Juste valeur des dérivés	30	30	(18)	(18)
Autres éléments	Actifs financiers disponibles à la vente	-	-	-	-
Placements diversifiés actions et obligations		19 358	19 358	15 758	15 758
Créance de CSPE ⁽¹⁾	Prêts et créances financières	3 294	3 349	4 185	4 288
Dérivés	Juste valeur des dérivés	-	-	(2)	(2)
Créance de CSPE après dérivés		3 294	3 349	4 183	4 286
CTE ⁽²⁾	Participations dans les entreprises associées ⁽³⁾	1 241	2 705	1 852	3 905
Autres entreprises associées	Participations dans les entreprises associées ⁽³⁾	893	944	487	537
Autres actifs ⁽⁵⁾	Actifs financiers disponibles à la vente et autres actifs nets ⁽⁵⁾	1 716	1 759	1 191	1 191
Actifs non cotés (EDF Invest)		3 850	5 408	3 530	5 633
TOTAL ACTIFS DÉDIÉS ⁽⁴⁾		26 502	28 115	23 471	25 677

(1) Il s'agit de la créance constituée des déficits de compensation accumulés au 31 décembre 2015, déduction faite de la quote-part cédée le 22 décembre 2016 et des remboursements reçus en 2017, conformément à l'échéancier. La valeur de réalisation de la créance CSPE est estimée en tenant compte du niveau des taux de marché.

(2) En 2017, la participation du Groupe de 50,1 % dans CTE (ex C25), société détenant 100 % des titres de RTE. En 2016, 75,93 % de la participation du Groupe dans CTE.

Les titres CTE sont pris en compte pour leur valeur d'équivalence dans les comptes consolidés (valeur comptable du tableau). La valeur de réalisation présentée dans ce tableau s'appuie sur le prix de la transaction réalisée le 31 mars 2017 (voir note 3.4.1).

(3) Incluant une valorisation de la quote-part de capitaux propres des sociétés contrôlées détenant ces participations.

(4) La limitation de la valeur de certains investissements, conformément à l'article 16 du décret n° 2007-243 relatif au calcul de la valeur de réalisation réglementaire des actifs dédiés, n'a pas d'effet au 31 décembre 2017. En 2016, en limitant la valeur de certains investissements conformément à l'article 16 du décret n° 2007-243 relatif au calcul de la valeur de réalisation réglementaire des actifs dédiés, le montant de cette valeur de réalisation réglementaire était ramené à 24 312 millions d'euros au 31 décembre 2016.

(5) Incluant une valorisation de la quote-part de capitaux propres des autres sociétés contrôlées.

6. ÉTATS FINANCIERS

Flux de trésorerie et autres informations

Entités structurées – Fonds Communs de Placement

Les Fonds Communs de Placement Réservés (FCPR) détenus par le Groupe (voir note 1.3.2.9) et présentés sur la ligne Actifs Financiers disponibles à la vente du tableau sont localisés en France et détenus par EDF. Le Groupe n'a pas accordé de soutien financier à ces FCPR.

La valeur des actifs de ces FCPR s'élève à 3 294 millions d'euros au 31 décembre 2017 (1 548 millions d'euros au 31 décembre 2016). Ces FCPR sont constitués principalement de 12 fonds cotés pour 2 906 millions d'euros (au 31 décembre 2016, 9 FCPR cotés pour 1 297 millions d'euros).

47.4 ÉVOLUTIONS DES ACTIFS DÉDIÉS SUR L'EXERCICE 2017

Au 31 décembre 2017, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 108,5 %. Le plafonnement réglementaire de la valeur de réalisation de certains investissements (décret n° 2007-243) n'a pas d'effet au 31 décembre 2017.

Au 31 décembre 2016, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés était de 99,8 % et de 105,4 % hors plafonnements réglementaires prévus par le décret n° 2007-243.

Des retraits pour un montant de 378 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir en 2017 (377 millions d'euros en 2016).

L'obligation réglementaire de dotation (article 2-IV du décret n° 2007-243 modifié) au titre de 2016 de 1 095 millions d'euros a été effectuée au premier trimestre 2017, conformément au courrier ministériel du 10 février 2017 (dotation nulle en 2016). Au titre de 2017, l'obligation réglementaire de dotation aux actifs dédiés s'élève à 386 millions d'euros et sera réalisée courant 2018.

Au terme d'une année remarquable pour les marchés actions, portés par une croissance économique mondiale synchronisée et des politiques monétaires encore généreuses, le portefeuille financier affiche une excellente performance, supérieure à son benchmark stratégique. Cette surperformance provient en premier lieu d'un positionnement prudent en termes de sensibilité et d'exposition aux emprunts d'État cœur Euro dans un contexte de légère remontée des taux longs gouvernementaux. Le portefeuille crédit a également fortement surperformé grâce en particulier aux subordonnées bancaires. Enfin, la très légère surexposition actions conservée au cours de l'année a été favorable, ainsi que les gestions actives sélectionnées.

Le 31 mars 2017, EDF a finalisé la cession de 49,9 % du capital de CTE, société détenant la totalité des titres de RTE depuis décembre 2016. Aux termes de cette

opération, l'intégralité de la participation détenue par EDF dans la société CTE, soit 50,1 %, est affectée aux actifs dédiés (voir note 3.4.1).

Pour ce qui concerne les actifs non cotés, EDF Invest a poursuivi en 2017 la constitution de son portefeuille en infrastructures, immobilier et fonds d'investissement.

EDF Invest a finalisé l'acquisition, le 26 juillet 2017, par le consortium formé par Allianz (60 %), EDF Invest (20 %) et le fonds d'investissement DIF (20 %), de 6,94 % du capital d'Autostrade per l'Italia, l'un des plus grands gestionnaires de concessions autoroutières d'Europe.

En juin et en septembre 2017, EDF Invest a acquis une participation minoritaire, aux côtés de Beni Stabili, filiale italienne de Foncière des Régions, et de Predica, dans Central Sicaf qui gère un portefeuille de bureaux et de locaux techniques intégralement loués à Telecom Italia et auparavant détenu à 100 % par Beni Stabili.

En octobre 2017, EDF Invest a finalisé, aux côtés de KKR Infrastructure, l'acquisition d'une participation minoritaire dans la société néerlandaise Q-Park NV, l'un des principaux opérateurs de parcs de stationnement en Europe.

En décembre 2017, EDF Invest a acquis 50 % de l'ensemble immobilier Ecowest à Levallois-Perret, loué principalement à la branche Luxe de L'Oréal.

Ces participations sont affectées à la poche « Infrastructures » d'EDF Invest aux côtés notamment des participations dans TIGF, Porterbrook, MRG, Géosel, CTE (société détenant les titres de RTE), Aéroports de la Côte d'Azur et Thyssengas.

Sur l'année 2017, des plus-values nettes de cession du portefeuille financier ont été comptabilisées en résultat financier pour 985 millions d'euros (428 millions d'euros en 2016).

Au 31 décembre 2017, la différence entre la juste valeur et le prix de revient du portefeuille des placements diversifiés obligataires et actions comptabilisée en capitaux propres est positive de 2 118 millions d'euros avant impôt (1 984 millions d'euros au 31 décembre 2016).

L'appréciation par le Groupe de la valeur du portefeuille d'actifs dédiés n'a pas conduit à la comptabilisation de perte de valeur en 2017.

47.5 COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME

Les obligations nucléaires de long terme en France visées par la réglementation relative aux actifs dédiés, pour leur part liée à la production nucléaire, figurent dans les comptes consolidés du groupe EDF pour les montants suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2017	31/12/2016
Provisions pour gestion du combustible usé – part non liée au cycle d'exploitation au sens de la réglementation	983	820
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs ⁽¹⁾	8 814	8 966
Provision pour reprise conditionnement déchets (RCD)	726	-
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	14 920	14 122
Provisions pour derniers cœurs – part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	467	450
COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	25 910	24 358

(1) Les provisions pour Gestion à long terme des déchets radioactifs comprenaient à fin décembre 2016 la provision pour reprise et conditionnement des déchets à hauteur de 581 millions d'euros.

47.6 ACTIFS DÉDIÉS DE FRAMATOME ET SOCODEI

Les actifs dédiés de Framatome et SOCODEI relatifs à des Installations Nucléaires de Base (INB) en France s'élèvent respectivement à 84 millions d'euros et 49 millions d'euros en valeur de réalisation avec un taux de couverture réglementaire de 103,9 % pour Framatome et de 114,7 % pour SOCODEI (calcul effectué avec les

taux d'actualisation et d'inflation du groupe EDF pour les provisions nucléaires en France - voir note 30).

Les obligations nucléaires de long terme en France visées par la réglementation relative aux actifs dédiés s'agissant de Framatome et SOCODEI figurent dans les comptes consolidés du groupe EDF pour des montants de respectivement 81 millions d'euros et 43 millions d'euros (voir note 30).

NOTE 48 PARTIES LIÉES

Les transactions avec les parties liées s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Entreprises associées et coentreprises		Activités conjointes		État ou participations de l'État ^{(1) (2)}		Total Groupe	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Chiffres d'affaires	580	547	-	-	1 549	1 328	2 129	1 875
Achats d'énergie	3 817	3 651	4	4	2 313	2 418	6 134	6 073
Achats externes	9	4	4	4	1 163	1 065	1 176	1 073
Actifs financiers	238	106	-	-	-	-	238	106
Autres actifs	729	575	-	-	596	754	1 325	1 329
Passifs financiers	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres passifs	1 282	1 106	1	-	552	880	1 835	1 986

(1) Ne comprend pas les dettes fiscales et sociales ainsi que la créance CSPE.

(2) Du fait de l'acquisition de Framatome au 31 décembre 2017 (voir note 3.2), les produits et charges entre le Groupe et Framatome demeurent déclarés en partie liées pour 2017 contrairement aux actifs et passifs qui sont éliminés à la clôture.

48.1 TRANSACTIONS AVEC LES SOCIÉTÉS DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION

Les transactions avec les principales entreprises associées (CTE (société détentrice de RTE), CENG, Taishan et Alpiq) sont présentées en note 23.

Les transactions avec les autres entreprises associées, les coentreprises et les sociétés qui ont une activité conjointe avec le Groupe sont principalement constituées de ventes et d'achats d'énergie.

48.2 RELATIONS AVEC L'ÉTAT ET LES SOCIÉTÉS PARTICIPATIONS DE L'ÉTAT

48.2.1 Relations avec l'État

L'État détient 83,50 % du capital d'EDF au 31 décembre 2017. L'État a ainsi la faculté, comme tout actionnaire majoritaire, de contrôler les décisions requérant l'approbation des actionnaires.

Conformément à la législation applicable à toutes les entreprises dont l'État est l'actionnaire majoritaire, le groupe EDF est soumis à certaines procédures de contrôle, notamment au contrôle économique et financier de l'État, aux procédures de contrôle de la Cour des comptes et du Parlement, ainsi qu'aux vérifications de l'Inspection générale des finances.

Le Contrat de service public entre l'État et EDF a été signé le 24 octobre 2005. Ce contrat a pour objet de constituer le cadre de référence des missions de service public que le législateur lui a confiées pour une durée indéterminée, la loi du 9 août 2004 ne fixant pas de durée au contrat.

Par ailleurs, EDF participe, à l'instar des autres producteurs d'électricité, à la programmation pluriannuelle de l'énergie fixée par décret du 27 octobre 2016, qui définit notamment les objectifs en matière de production et d'effacement.

Enfin, l'État intervient dans le cadre de la réglementation des marchés de l'électricité et du gaz. Il accorde notamment les autorisations de construction et d'exploitation des installations de production et intervient dans la fixation des tarifs de vente aux clients restés au tarif réglementé, des tarifs de transport et de distribution mais également dans la détermination du prix de l'ARENH – conformément au Code de l'énergie – ainsi que du montant de la Contribution au Service Public de l'Électricité.

48.2.2 Relations avec Engie

Le service commun aux deux filiales des groupes EDF et Engie respectivement en charge de la distribution d'électricité et de gaz, Enedis et GrDF, défini par l'article L. 111-71 du Code de l'énergie, a pour missions, dans le secteur de la distribution de l'électricité et du gaz, la construction des ouvrages, la maîtrise d'œuvre de travaux, l'exploitation et la maintenance des réseaux, et les opérations de comptage. Il n'est pas doté de la personnalité morale.

48.2.3 Relations avec les entreprises du secteur public

Les relations du groupe EDF avec les entreprises du secteur public concernent principalement deux entités de l'ex groupe AREVA (Orano et Framatome). Au 31 décembre 2017, le groupe EDF a acquis Framatome (voir note 3.2), les relations avec cette société, en tant que partie liée, ont duré jusqu'à cette date.

Les transactions avec Orano portent sur :

- l'amont du cycle du combustible nucléaire (approvisionnement en uranium, les services de conversion et d'enrichissement) ;
- l'aval du cycle (prestations de transport, entreposage, traitement et recyclage du combustible usé).

Les transactions avec Framatome sont décrites au paragraphe 3.2.2.

Sur l'amont du cycle

Plusieurs accords importants ont été négociés entre EDF et Orano :

- approvisionnement en uranium naturel : contrats AREVA Mines (maintenant Orano Mining) couvrant la période 2021-2030 ;
- fluoration : contrat sur la période 2019-2030 ;
- enrichissement de l'uranium naturel en uranium 235 : contrat AREVA NC (maintenant Orano Cycle) pour la période 2019-2030.

Dans le cadre du projet de construction de deux réacteurs EPR au Royaume-Uni sur le site d'Hinkley Point, EDF et AREVA (Orano) ont signé le 29 septembre 2016 : un contrat d'uranium avec AREVA Mines (Orano Mining), un contrat de conversion et un contrat d'enrichissement avec AREVA NC (Orano Cycle).

Sur l'aval du cycle

Les relations entre EDF et AREVA (Orano) relatives au transport, au traitement des combustibles usés et à leur recyclage sont précisées en note 29.1.1.

Relations avec Framatome

EDF et Framatome ont conclu en décembre 2014 un contrat concernant la fourniture d'assemblages de combustible à l'uranium naturel enrichi sur la période 2015-2021.

Un autre accord avec Framatome a été signé par EDF portant sur la fourniture des assemblages du premier cœur de l'EPR de Flamanville 3.

6. ÉTATS FINANCIERS

Flux de trésorerie et autres informations

Un contrat de fourniture de grappes de commandes a été signé avec Framatome pour la période 2018-2020.

Dans le cadre du projet de construction de deux réacteurs EPR au Royaume-Uni sur le site d'Hinkley Point, EDF a signé un contrat de fabrication avec Framatome.

Pour les centrales nucléaires des paliers 900, 1 300 MW et N4, EDF et Framatome ont notamment signé :

- en 2011, un contrat pour la fourniture de 32 générateurs de vapeur et un contrat pour la rénovation des systèmes de contrôle-commande ;
- en août 2012, un contrat de prestations liées aux opérations de remplacement des premiers générateurs de vapeur ;
- mi 2017, un contrat-cadre concernant les droits d'utilisation par EDF de la propriété intellectuelle d'AREVA. Ce contrat a vocation à être décliné *via* des accords spécifiques tel celui signé en décembre 2017 pour le Parc Nucléaire ;
- fin 2017, un marché cadre, sans engagement financier, concernant l'exécution de prestations d'ingénierie de conception et de réalisation relatives à la chaudière.

EDF et Framatome ont signé en 2013 deux avenants au contrat initial de 2007 relatif à la chaudière de l'EPR de Flamanville allant de l'étude à la mise en service industrielle.

48.3 RÉMUNÉRATION DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION

Les principaux dirigeants du Groupe sont : le Président-Directeur Général, les membres du Comité exécutif (pour la totalité de l'exercice 2017 ou, le cas échéant, à compter de leur date de nomination au Comité exécutif si celle-ci est intervenue sur l'exercice), et les administrateurs. Les administrateurs représentant les salariés exercent leur mandat à titre gratuit.

La rémunération attribuée à ses dirigeants par EDF et les sociétés qu'elle contrôle s'élève à 12,2 millions d'euros en 2017 (12,1 millions d'euros en 2016). Cette rémunération recouvre les avantages court terme (salaires, part variable, intéressement et avantages en nature), les avantages postérieurs à l'emploi liés au statut des IEG pour les dirigeants qui en bénéficient, ainsi que les charges patronales correspondantes et les jetons de présence.

En dehors du Président-Directeur Général d'EDF qui pourrait bénéficier d'une indemnité de rupture en cas de révocation de son mandat de Président-Directeur Général, les dirigeants ne bénéficient d'aucun autre régime spécifique de retraite, n'ont reçu aucune prime d'arrivée et ne bénéficient pas de primes de départ autres que celles qui pourraient être éventuellement prévues dans le cadre de négociations contractuelles.

NOTE 49 ENVIRONNEMENT

49.1 DROITS D'ÉMISSION DE GAZ À EFFET DE SERRE

En ratifiant le protocole de Kyoto, l'Europe s'est engagée à réduire ses émissions de gaz à effet de serre. Dans ce cadre, la directive européenne 2003/87/CE a établi, depuis le 1^{er} janvier 2005, un système de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans l'Union européenne.

Ce dispositif, décliné au niveau national, prévoit notamment que les acteurs obligés, dont EDF fait partie, doivent restituer annuellement à l'État un nombre de droits d'émission de gaz à effet de serre correspondant à leurs émissions de l'année. Cette directive est entrée en vigueur en 2005 pour une première période de trois ans, puis une deuxième période de 2008 à 2012 avec une réduction progressive des droits d'émission attribués.

La troisième période, de 2013 à 2020, est notamment caractérisée par la suppression de l'attribution gratuite des droits d'émission aux producteurs d'électricité dans certains pays, dont la France et le Royaume-Uni.

Au sein du groupe EDF, les entités concernées par l'application de cette directive sont : EDF, EDF Energy, Edison, Dalkia, et EDF Luminus.

En 2017, le Groupe a restitué 38 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2016. En 2016, le Groupe avait restitué 46 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2015.

Pour l'année 2017, le volume total des droits d'émission alloués au Groupe et enregistrés dans les registres nationaux s'élève à 3 millions de tonnes (5 millions de tonnes pour l'année 2016).

Au 31 décembre 2017, le volume des émissions s'élève à 40 millions de tonnes (38 millions de tonnes pour l'année 2016). La provision qui résulte des excédents d'émissions par rapport à ces droits d'émission s'élève à 120 millions d'euros au 31 décembre 2017 (90 millions d'euros au 31 décembre 2016).

49.2 CERTIFICATS D'ÉCONOMIES D'ÉNERGIE

Le Groupe est engagé dans toutes ses filiales dans un processus de maîtrise de la consommation d'énergie au travers de différentes mesures développées par les législations nationales, sous l'égide de directives communautaires.

La loi française du 13 juillet 2005 instaure un système de certificats d'économies d'énergie (CEE). Les fournisseurs d'énergie (électricité, gaz, chaleur, froid, fioul domestique et carburants pour automobiles) dont les ventes excèdent un seuil sont soumis sur une période définie à des obligations d'économies d'énergie dont ils se libèrent en réalisant directement ou indirectement des économies d'énergie ou en acquérant des certificats d'économies d'énergie. À l'issue de la période considérée, les sociétés concernées justifient de l'accomplissement de leurs obligations en restituant des certificats. À défaut, une pénalité libératoire est acquittée au Trésor.

En France, ce dispositif a été reconduit par décret n° 2014-1557 du 24 décembre 2014 pour une troisième période du 1^{er} janvier 2015 au 31 décembre 2017. Cette période se caractérise notamment par un objectif d'économies d'énergie plus ambitieux et des simplifications opérationnelles. Les volumes de CEE obtenus au cours de la deuxième période contribueront à l'atteinte des objectifs de la troisième période.

En application de l'article 30 de la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, une nouvelle obligation d'économies d'énergie au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique est mise en place à compter du 1^{er} janvier 2016 pour les exercices 2016 et 2017. Cette nouvelle obligation vient s'ajouter aux objectifs d'économies d'énergie de la troisième période. Le volume annuel de cette obligation est défini proportionnellement à l'obligation annuelle d'économies d'énergie.

Une quatrième période triennale d'obligations s'ouvre à compter du 1^{er} janvier 2018 (voir note 4.6).

49.3 CERTIFICATS D'ÉNERGIE RENOUVELABLE

En application de la directive européenne n° 2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables, chaque État membre s'est fixé des objectifs nationaux de consommation d'électricité produite à partir de ces sources d'énergie.

Deux mécanismes peuvent être mis en place par les États pour atteindre ces objectifs :

- l'intégration des coûts liés à la production de cette électricité dans le prix de vente de l'électricité (dispositif en vigueur en France) ;
- la mise en place d'un dispositif de certificats d'énergie renouvelable (dispositif en vigueur au Royaume-Uni et en Belgique).

Le mécanisme des certificats d'énergie renouvelable peut s'appliquer :

- aux producteurs d'électricité non contraints lorsque l'obligation porte sur la commercialisation (EDF Énergies Nouvelles) ;
- aux producteurs d'électricité contraints lorsque l'obligation porte sur la production ;
- aux producteurs d'électricité étant également commercialisateurs lorsque l'obligation porte sur la commercialisation (EDF Energy, EDF Luminus).

Dans le cadre du dispositif de certificats d'énergie renouvelable, le groupe EDF est soumis à une obligation de restitution de certificats d'énergie renouvelable, notamment au Royaume-Uni et en Belgique.

Au 31 décembre 2017, une provision de 781 millions d'euros a été comptabilisée essentiellement par EDF Energy (Royaume-Uni) et EDF Luminus (Belgique) au titre du déficit de certificats d'énergie renouvelable par rapport aux obligations assignées.

NOTE 50 ÉVÈNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

Les développements postérieurs à la clôture, hormis ceux présentés dans les autres notes des comptes consolidés, sont les suivants :

50.1 CONFIRMATION DE LA DÉCISION DE LA COMMISSION EUROPÉENNE CONCERNANT LE TRAITEMENT FISCAL DES PROVISIONS CRÉÉES ENTRE 1987 ET 1996 POUR LE RENOUVELLEMENT DES OUVRAGES DU RÉSEAU D'ALIMENTATION GÉNÉRALE (« RAG »)

Le 16 janvier 2018, le Tribunal de l'Union européenne a rejeté le recours d'EDF contre la décision de la Commission européenne du 22 juillet 2015 qualifiant d'aide d'État le traitement fiscal de provisions créées entre 1987 et 1996 pour le renouvellement du Réseau d'Alimentation Général (« RAG ») et ordonnant sa récupération par l'État français.

Le 13 octobre 2015, à la suite de cette décision de la Commission, EDF avait remboursé à l'État français le montant d'aide d'État correspondant, soit 1,383 milliard d'euros, cette somme incluant les intérêts. ENEDIS et RTE avaient contribué pour leurs quotes-parts respectives.

Par son arrêt, le Tribunal confirme la décision de la Commission européenne du 22 juillet 2015 en ce qu'elle qualifie d'aide d'État le traitement fiscal des provisions

créées pour le renouvellement du RAG. EDF ayant déjà procédé au remboursement de 1,383 milliard d'euros, le 13 octobre 2015, l'exécution de cet arrêt n'implique aucun versement supplémentaire.

La Commission avait déjà adopté une première décision en ce sens le 16 décembre 2003. Cette décision avait été annulée par la Cour de Justice de l'Union européenne dans un arrêt du 5 juin 2012 qui confirmait un arrêt du Tribunal de l'Union européenne du 15 décembre 2009. À la suite de cet arrêt, la Commission avait rouvert une enquête au titre des aides d'État, au terme de laquelle elle avait adopté la décision du 22 juillet 2015 attaquée par EDF.

EDF prend acte de cette décision et examinera l'opportunité de former un pourvoi devant la Cour de Justice de l'Union européenne.

NOTE 51 PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION AU 31 DÉCEMBRE 2017

Les activités du Groupe sont définies comme suit :

- « **Production – Commercialisation** » (P) : production d'énergie et sa vente aux entreprises, aux collectivités locales, aux professionnels et aux résidents. La « Production – Commercialisation » inclut également les activités de trading de matières premières ;
- « **Distribution** » (D) : gestion de réseaux publics de distribution d'électricité transport basse et moyenne tension ;
- « **Transport** » (T) : exploitation, entretien et développement de réseaux de transport d'électricité haute tension et très haute tension ;

- « **Réacteurs et Services (Framatome)** » (R) : services et fabrication d'équipements et de combustibles pour les réacteurs nucléaires ;
- « **Autres** » (A) : les services énergétiques (chauffage urbain, services thermiques...) aux entreprises et aux collectivités ainsi que les nouveaux métiers qui ont notamment pour objet le développement de la production d'électricité à partir de cogénération et d'énergies renouvelables (éoliennes, photovoltaïque...). Cette activité comprend également les holdings et entités d'EDF Invest qualifiées d'actifs dédiés.

51.1 SOCIÉTÉS CONSOLIDÉES PAR INTÉGRATION GLOBALE

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2017	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2016	Activité
FRANCE – ACTIVITÉS DE PRODUCTION ET COMMERCIALISATION				
Électricité de France – Société mère		100,00	100,00	P, D, A
Group Support Services (G2S)		100,00	100,00	A
Edvance		95,10	-	A
Immo C47 ⁽¹⁾		100,00	100,00	A
Autres <i>holdings</i> (EDF Invest)		100,00	100,00	A
FRANCE – ACTIVITÉS RÉGULÉES				
Enedis		100,00	100,00	D
Électricité de Strasbourg		88,64	88,64	P, D
EDF Production Électrique Insulaire (EDF PEI)		100,00	100,00	P
RÉACTEURS ET SERVICES (FRAMATOME)				
Framatome ⁽²⁾	France	75,50	-	R
ROYAUME-UNI				
EDF Energy Holdings Limited (EDF Energy)		100,00	100,00	P, A
EDF Energy UK Ltd.		100,00	100,00	A
EDF Development Company Ltd.		100,00	100,00	A
ITALIE				
Edison SpA (Edison)		97,45	97,45	P, A
Transalpina di Energia SpA (TdE SpA)		100,00	100,00	A
AUTRE INTERNATIONAL				
EDF International SAS	France	100,00	100,00	A
EDF Belgium SA	Belgique	100,00	100,00	P
EDF Luminus SA	Belgique	68,63	68,63	P, A
EDF Norte Fluminense SA	Brésil	100,00	100,00	P
Ute Paracambi SA	Brésil	100,00	100,00	P
French Investment Guangxi Laibin Electric Power Co, Ltd. (Figlec)	Chine	100,00	100,00	P
EDF (China) Holding Ltd.	Chine	100,00	100,00	A
EDF Inc.	États-Unis	100,00	100,00	A
Unistar Nuclear Energy LLC	États-Unis	100,00	100,00	P
EDF Démász Zrt	Hongrie	-	100,00	P, D, A
EDF Paliwa Sp. z o.o. (Energokrak)	Pologne	-	99,51	A
EDF Polska SA	Pologne	-	99,51	P
Zec Kogeneracja SA (Kogeneracja)	Pologne	-	49,91	P, A
Elektrociepłownia Zielona Gora SA (Zielona Gora)	Pologne	-	49,11	P, A
EDF Alpes Investissements SARL	Suisse	100,00	100,00	A
Mekong Energy Company Ltd. (MECO)	Vietnam	56,25	56,25	P
EDF Chile Spa	Chili	100,00	100,00	P

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, R = Réacteurs, A = Autres.

(1) La société Immo C47 était détenue en mise en équivalence au 31 décembre 2016.

(2) Acquisition de Framatome le 31 décembre 2017 (voir note 3.2).

6. ÉTATS FINANCIERS

Flux de trésorerie et autres informations

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2017	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2016	Activité
AUTRES MÉTIERS				
EDF Développement Environnement SA	France	100,00	100,00	A
Société pour le Conditionnement des Déchets et Effluents Industriels (SOCODEI)	France	100,00	100,00	A
Société Française d'Ingénierie Électronucléaire et d'Assistance (SOFINEL)	France	88,98	55,00	A
Dunkerque LNG	France	65,01	65,01	A
EDF Énergies Nouvelles	France	100,00	100,00	P, A
EDF IMMO et filiales immobilières	France	100,00	100,00	A
Société C2	France	100,00	100,00	A
Société C3	France	100,00	100,00	A
EDF Holding SAS	France	100,00	100,00	A
CHAM SAS	France	100,00	100,00	A
Dalkia	France	99,94	99,94	A
Citelum	France	100,00	100,00	A
EDF Trading Ltd.	Royaume-Uni	100,00	100,00	A
EDF DIN UK Ltd.	Royaume-Uni	100,00	100,00	A
Wagram Insurance Company Ltd.	Irlande	100,00	100,00	A
EDF Investissements Groupe SA	Belgique	93,89	93,89	A
Océane Re	Luxembourg	99,98	99,98	A
EDF Gas Deutschland GmbH	Allemagne	100,00	100,00	A

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, R = Réacteurs, A = Autres.

51.2 SOCIÉTÉ DÉTENUE SOUS FORME D'ACTIVITÉS CONJOINTES

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2017	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2016	Activité
AUTRES MÉTIERS				
Friedeburger Speicherbetriebsgesellschaft GmbH (Crystal)	Allemagne	50,00	50,00	A

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, R = Réacteurs, A = Autres.

51.3 SOCIÉTÉS CONSOLIDÉES PAR MISE EN ÉQUIVALENCE

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2017	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2016	Activité
FRANCE – ACTIVITÉS DE PRODUCTION ET COMMERCIALISATION				
CTE (ex C25) ⁽¹⁾	France	50,10	100,00	A
Elisandra IV (<i>Holdings</i> Madrileña Red de Gas) (EDF Invest)	Espagne	20,00	20,00	A
Alba Real Estate SCS (EDF Invest)	Luxembourg	46,50	46,50	A
Géosel Manosque (EDF Invest)	France	38,35	25,00	A
Transport Stockage Hydrocarbures (TSH) (EDF Invest)	France	50,00	50,00	A
Central Sicaf (EDF Invest)	Italie	20,00	-	A
Thyssengaz (EDF Invest)	Allemagne	50,00	-	A
Aéroports Côte d'Azur (EDF Invest)	France	19,40	-	A
FRANCE – ACTIVITÉS RÉGULÉES				
RTE Réseau de Transport d'Électricité (RTE) ⁽²⁾	France	n.a.	100,00	T
AUTRE INTERNATIONAL				
Compagnie Énergétique de Sinop (CES)	Brésil	51,00	51,00	P
Constellation Energy Nuclear Group LLC (CENG)	États-Unis	49,99	49,99	P
SLOE Centrale Holding BV	Pays-Bas	50,00	50,00	P
Shandong Zhonghua Power Company, Ltd.	Chine	19,60	19,60	P
Datang Sanmenxia Power Generation Co., Ltd.	Chine	35,00	35,00	P
Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Ltd. (TNPJVC)	Chine	30,00	30,00	P
Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd.	Chine	49,00	49,00	P
Nam Theun 2 Power Company (NTPC)	Laos	40,00	40,00	P
Alpiq	Suisse	25,04	25,04	P, D, T, A
AUTRES MÉTIERS				
Domofinance SA	France	45,00	45,00	A

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, R = Réacteurs, A = Autres.
n.a. : non applicable.

(1) la Coentreprise de Transport d'Électricité « CTE » (ex C25), société détenant la société RTE à 100 %. Cette coentreprise était détenue en intégration globale au 31 décembre 2016.

(2) Au 31 décembre 2017, RTE est désormais consolidée dans le sous-groupe CTE et dans le secteur France – Activités de production et commercialisation.

51.4 SOCIÉTÉS POUR LESQUELLES LES DROITS DE VOTE DIFFÈRENT DU POURCENTAGE D'INTÉRÊT

Le pourcentage de droits de vote, déterminant pour le contrôle, diffère du pourcentage d'intérêt du Groupe pour les entités suivantes :

	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2017	Pourcentage de droits de votes détenus au 31/12/2017
Edison SpA	97,45	99,48
EDF Investissements Groupe SA	93,89	50,00

NOTE 52 HONORAIRES DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

Le tableau ci-dessous présente les honoraires au titre des travaux menés par les Commissaires aux comptes et leur réseau, au cours de l'exercice 2017 :

(en milliers d'euros)	Réseau Deloitte		Réseau KPMG	
	Montant (hors taxes)	%	Montant (hors taxes)	%
Audit				
Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés				
EDF	3 103	22,1	3 012	19,7
Entités contrôlées ⁽¹⁾	5 133	36,4	10 024	65,6
SOUS-TOTAL	8 236	58,5	13 036	85,3
Services autres que la certification des comptes⁽²⁾				
EDF	906	6,4	778	5,1
Entités contrôlées ⁽¹⁾	4 944	35,1	1 473	9,6
SOUS-TOTAL	5 850	41,5	2 251	14,7
TOTAL	14 086	100	15 287	100

(1) Les entités contrôlées prises en compte sont les filiales intégrées globalement ainsi que les entités contrôlées conjointement dès lors que les honoraires sont comptabilisés dans le compte de résultat consolidé.

(2) Les prestations fournies couvrent les SACC requis par les textes légaux et réglementaires ainsi que les SACC fournis à la demande du Groupe. Elles correspondent principalement à (i) la réalisation des diligences dans le cadre de l'augmentation de capital réalisée en mars 2017 (ii) l'émission d'attestations portant sur des informations comptables et financières ou du rapport de l'Organisme Tiers Indépendant sur les informations sociales, environnementales et sociétales prévu par l'article L. 225-102-1 du Code de commerce (iii) des prestations rendues lors de cessions d'entités (iv) la réalisation de services fiscaux autorisés par la législation locale, ainsi que (v) des services de revue de processus opérationnels et de conseil en implémentation de systèmes d'information sans lien avec la production de l'information comptable et financière.

Rappel des informations relatives à l'exercice 2016

Le tableau ci-dessous rappelle les honoraires au titre des travaux menés par les Commissaires aux comptes et leur réseau, au cours de l'exercice 2016 :

(en milliers d'euros)	Réseau Deloitte		Réseau KPMG	
	Montant (hors taxes)	%	Montant (hors taxes)	%
Audit				
Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés				
EDF	3 701	21,8	3 535	26,0
Entités contrôlées	6 787	40,0	8 639	63,7
SOUS-TOTAL	10 488	61,8	12 174	89,7
Services autres que la certification des comptes				
EDF	1 973	11,6	448	3,3
Entités contrôlées	4 507	26,6	951	7,0
SOUS-TOTAL	6 480	38,2	1 399	10,3
TOTAL	16 968	100	13 573	100

6.2 RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES CONSOLIDÉS

Exercice clos le 31 décembre 2017

A l'Assemblée Générale des Actionnaires de la société Electricité de France,

Opinion

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre Assemblée générale, nous avons effectué l'audit des comptes consolidés de la société Électricité de France S.A. (« EDF », la « Société » ou le « Groupe ») relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2017, tels qu'ils sont joints au présent rapport.

Nous certifions que les comptes consolidés sont, au regard du référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du résultat des opérations de l'exercice écoulé, ainsi que de la situation financière et du patrimoine, à la fin de l'exercice, de l'ensemble constitué par les personnes et entités comprises dans la consolidation.

L'opinion formulée ci-dessus est cohérente avec le contenu de notre rapport au Comité d'audit.

Fondement de l'opinion

Référentiel d'audit

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Les responsabilités qui nous incombent en vertu de ces normes sont indiquées dans la partie « Responsabilités des Commissaires aux Comptes relatives à l'audit des comptes consolidés » du présent rapport.

Indépendance

Nous avons réalisé notre mission d'audit dans le respect des règles d'indépendance qui nous sont applicables, sur la période du 1er janvier 2017 à la date d'émission de notre rapport, et notamment nous n'avons pas fourni de services interdits par l'article 5, paragraphe 1, du règlement (UE) n°537/2014 ou par le Code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes.

Justification des appréciations - Points clés de l'audit

En application des dispositions des articles L. 823-9 et R. 823-7 du Code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les points clés de l'audit relatifs aux risques d'anomalies significatives qui, selon notre jugement professionnel, ont été les plus importants pour l'audit des comptes consolidés de l'exercice, ainsi que les réponses que nous avons apportées face à ces risques.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le contexte de l'audit des comptes consolidés pris dans leur ensemble et de la formation de notre opinion exprimée ci-avant. Nous n'exprimons pas d'opinion sur des éléments de ces comptes consolidés pris isolément.

6.

ÉVALUATION DES PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE EN FRANCE – AVAL DU CYCLE, DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES ET DERNIERS CŒURS – ET DES ACTIFS DÉDIÉS

Notes 1.3.2.1, 1.3.16.2.2, 1.3.21.1, 29 et 47 de l'annexe aux comptes consolidés

Point clé de l'audit

Au 31 décembre 2017, les provisions constituées pour couvrir les obligations relatives aux installations nucléaires dont EDF est l'exploitant en France s'élèvent à 37 633 millions d'euros, dont 20 326 millions d'euros au titre de l'aval du cycle nucléaire (gestion du combustible usé et des déchets radioactifs) et 17 307 millions d'euros au titre de la déconstruction des centrales et derniers cœurs.

L'évaluation de ces provisions est décrite dans les notes 1.3.2.2, 1.3.21.1 et 29.1. Elle nécessite de définir des hypothèses à la fois techniques et financières et d'utiliser des modèles de calcul complexes et s'inscrit dans le contexte réglementaire rappelé dans la note 29.1 de l'annexe.

Ces derniers sont mis à jour et les hypothèses prises en compte dans les modèles sont revues au moins une fois par an. Ces hypothèses reflètent la meilleure estimation à la clôture par la Direction des effets de la réglementation applicable, de la mise en œuvre des processus de déconstruction et de stockage ou de l'évolution des principaux paramètres financiers.

La Société est par ailleurs tenue d'affecter des actifs dits « dédiés » à la sécurisation du financement de certaines catégories de provisions nucléaires en France. La valeur de réalisation de ces actifs dédiés doit permettre de couvrir les engagements de la Société en matière de démantèlement des installations nucléaires et de stockage de longue durée des déchets radioactifs en France (notes 1.3.16.2.2. et 47). La valeur de réalisation de ces actifs dédiés, d'un montant de 28 115 millions d'euros (pour une valeur nette comptable de 26 502 millions d'euros) au 31 décembre 2017, a été déterminée sur la base de la juste valeur des placements diversifiés actions et obligations, et de la juste valeur ou de la valeur de mise en équivalence pour les actifs non cotés gérés par EDF Invest.

Réponses apportées

Nous avons analysé le dispositif de constitution des provisions liées à la production nucléaire en France et pris connaissance des scénarios industriels de déconstruction des centrales et des solutions retenues en termes de gestion du combustible usé et des déchets radioactifs. Nous avons apprécié la conformité des provisions au regard des dispositions de nature comptable, légale et réglementaire trouvant à s'appliquer.

Nous avons vérifié l'intégrité des modèles de calcul utilisés par la Société et apprécié la sensibilité des évaluations aux hypothèses retenues en termes de coûts, d'échéanciers de décaissements et de paramètres financiers (taux d'actualisation et d'inflation).

Nos travaux ont également consisté à vérifier la nature des coûts entrant dans la détermination des provisions, à apprécier la cohérence des scénarios industriels retenus par la Société et à vérifier la concordance des prévisions de coûts et des échéanciers de décaissements avec ces scénarios ainsi que les études et devis disponibles.

Nous avons aussi apprécié le caractère raisonnable :

- des marges pour aléas et risques intégrées aux provisions, afin de tenir compte du degré de maîtrise des techniques de démantèlement et de gestion ou stockage du combustible et des déchets irradiés.
- des effets de série et de mutualisation retenus dans les chiffrages du devis de déconstruction des centrales en exploitation, dont le devis représente 20 563 millions d'euros aux conditions économiques de fin de période, pour une provision de 11 616 millions d'euros en valeur actualisée (notes 29.1.3 et 29.1.5.2).

Concernant les taux d'inflation et d'actualisation retenus par la Direction, nous avons vérifié leur conformité avec les normes comptables et le dispositif réglementaire applicable, notamment l'arrêté du 21 mars 2007 modifié. Nous avons rapproché les données utilisées à cet égard des données de marchés et des historiques disponibles.

ÉVALUATION DES PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE EN FRANCE – AVAL DU CYCLE, DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES ET DERNIERS CŒURS – ET DES ACTIFS DÉDIÉS

Notes 1.3.2.1, 1.3.16.2.2, 1.3.21.1, 29 et 47 de l'annexe aux comptes consolidés

Point clé de l'audit	Réponses apportées
<p>Nous avons considéré que l'évaluation des provisions nucléaires et des actifs dédiés était un point clé de l'audit en raison :</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ de la sensibilité des hypothèses sur lesquelles se fonde l'évaluation de ces provisions, notamment en termes de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation à long terme, ainsi que de durées d'amortissement des centrales en exploitation et d'échéanciers de décaissement, la modification de ces paramètres pouvant conduire à une révision significative des montants provisionnés ; ■ des effets négatifs sur la situation financière de la Société (mobilisation de trésorerie pour constituer davantage d'actifs dédiés) en cas de révision à la hausse des provisions nucléaires en France, de variation à la baisse des valeurs de réalisation des actifs dédiés ou d'évolution du taux de couverture réglementaire des provisions nucléaires par des actifs dédiés, <p>étant précisé que l'évaluation des provisions comporte et intègre des facteurs d'incertitude liés au fait que certains scénarios et solutions techniques n'ont jamais été mis en œuvre.</p>	<p>S'agissant de la sécurisation du financement de certaines de ces provisions au moyen d'actifs dédiés, nous avons vérifié, par sondages, les mouvements de portefeuille et rapproché la valeur de réalisation des actifs dédiés en portefeuille à la clôture avec les relevés des déposataires et les évaluations externes disponibles. Nous avons également apprécié leur traitement comptable et leur évaluation, en particulier la conformité à la norme comptable des critères de dépréciation décrits dans la note 1.3.16.2.2.</p> <p>Enfin, nous avons vérifié le caractère approprié de l'information donnée pour les provisions liées à la production nucléaire en France et les actifs dédiés dans l'annexe des comptes consolidés, notamment sur la sensibilité de l'évaluation des provisions à la variation des hypothèses macro-économiques (note 29.1.5.2).</p>

ÉVALUATION DES GOODWILL, ACTIFS INCORPORELS À DURÉE DE VIE INDÉFINIE, ACTIFS CORPORELS, ET PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES ET CO-ENTREPRISES

Notes 1.3.2.4, 1.3.15, 13 et 23 de l'annexe aux comptes consolidés

Point clé de l'audit	Réponses apportées
<p>Au 31 décembre 2017, les goodwill, actifs incorporels à durée de vie indéfinie, et participations dans les entreprises associées et co-entreprises représentent 45% des capitaux propres du Groupe. Ils sont majoritairement associés à des activités non régulées dans lesquelles le Groupe EDF opère.</p> <p>Les notes 1.3.2.4, 1.3.15 et 13 décrivent les méthodologies retenues et appliquées pour déterminer s'il existe des indices montrant qu'un actif a pu perdre de la valeur. Ces notes décrivent également les modalités de mises en œuvre des tests de dépréciation. Les tests et la détermination des valeurs recouvrables sont réalisés au niveau des Unités Génératrices de Trésorerie (UGT) annuellement pour celles comprenant des actifs incorporels à durée de vie indéterminée ou des goodwill. La valeur recouvrable correspond, pour la grande majorité de ces UGT, à la valeur d'utilité déterminée à partir d'une projection des flux de trésorerie futurs actualisés.</p> <p>Nous avons considéré que l'évaluation des actifs non régulés en France, au Royaume-Uni, en Italie et des entreprises associées aux Etats-Unis était un point clé de l'audit, en raison de la sensibilité des évaluations aux hypothèses macroéconomiques, sectorielles et financières retenues pour la détermination des valeurs recouvrables et des estimations et jugements qu'elles induisent de la part de la Direction.</p> <p>En particulier, un environnement de marché dégradé et volatil avec des prix de marché de l'électricité bas et des surcapacités de production électriques persistantes, ajouté à une stagnation de la demande d'énergie sur les principaux marchés d'EDF, est susceptible de réduire de façon significative la valeur recouvrable de certains goodwill, actifs incorporels et corporels ou participations dans les entreprises associées et co-entreprises attachés aux activités non régulées et de conduire à des pertes de valeurs importantes.</p>	<p>Dans le cadre de nos travaux, nous avons analysé l'existence d'indicateurs de pertes de valeurs au niveau des UGT. Nous avons également pris connaissance du processus d'élaboration des estimations et hypothèses faites par la Direction dans le cadre des tests de dépréciation et des modalités d'approbation des résultats de ces tests et apprécié le caractère approprié du modèle de valorisation.</p> <p>Nous avons vérifié, pour les UGT testées, que les projections de flux de trésorerie futurs actualisés correspondaient à celles générées par les actifs compris dans ces UGT et qu'elles étaient cohérentes avec (i) les données du budget, du plan à moyen terme (PMT) et, au-delà, avec les hypothèses de long terme du Groupe, (ii) les performances passées, (iii), les perspectives de marché et (iv) la durée d'exploitation attendue des actifs.</p> <p>Nous avons apprécié, au travers d'entretiens avec la Direction, les différentes hypothèses sous-jacentes (croissance économique, prix des matières premières et du CO₂, demande en électricité, capacités de production et d'interconnexions et évolutions du mix énergétique) sur lesquelles se fondent les hypothèses de prix à moyen et long terme, en les corroborant avec les études externes réalisées par des organismes internationaux ou des experts de l'énergie.</p> <p>Nous avons vérifié les modalités de détermination et la cohérence des hypothèses de taux d'actualisation, basées sur le coût moyen pondéré du capital par zone géographique et par activité et, en particulier analysé, avec l'aide de nos spécialistes internes, la cohérence des taux sans risque et des primes de risque retenues par la Direction avec les hypothèses de marché sous-jacentes.</p> <p>Le cas échéant, nous avons apprécié le caractère hautement probable des cessions décidées par le Groupe et les éléments considérés pour en évaluer la valeur recouvrable.</p> <p>Enfin, nous avons apprécié si les notes 1.3.15 et 13 des comptes consolidés donnaient une information appropriée, en particulier en termes d'hypothèses retenues pour la réalisation des tests de dépréciation et d'analyses de sensibilité.</p>

Vérification des informations relatives au Groupe données dans le rapport de gestion

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, à la vérification spécifique prévue par la loi des informations relatives au Groupe, données dans le rapport de gestion du Conseil d'administration.

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur leur sincérité et leur concordance avec les comptes consolidés.

Informations résultant d'autres obligations légales et réglementaires

Désignation des Commissaires aux Comptes

Nous avons été nommés Commissaires aux Comptes de la société Electricité de France S.A. par l'Assemblée générale du 6 juin 2005 pour KPMG Audit et par la décision du Conseil d'administration du 25 avril 2002 pour Deloitte & Associés.

Au 31 décembre 2017, KPMG Audit était dans la 13^{ème} année de sa mission sans interruption et Deloitte & Associés dans la 16^{ème} année sans interruption, dont pour les deux, 13 années depuis que les titres de la Société ont été admis aux négociations sur un marché réglementé.

Responsabilités de la Direction et des personnes constituant le gouvernement d'entreprise relatives aux comptes consolidés

Il appartient à la Direction d'établir des comptes consolidés présentant une image fidèle conformément au référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne, ainsi que de mettre en place le contrôle interne qu'elle estime nécessaire à l'établissement de comptes consolidés ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs.

Lors de l'établissement des comptes consolidés, il incombe à la Direction d'évaluer la capacité de la société à poursuivre son exploitation, de présenter dans ces comptes, le cas échéant, les informations nécessaires relatives à la continuité d'exploitation et d'appliquer la convention comptable de continuité d'exploitation, sauf s'il est prévu de liquider la société ou de cesser son activité.

Il incombe au Comité d'audit de suivre le processus d'élaboration de l'information financière et de suivre l'efficacité des systèmes de contrôle interne et de gestion des risques, ainsi que le cas échéant de l'audit interne, en ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Les comptes consolidés ont été arrêtés par le Conseil d'administration.

Responsabilités des Commissaires aux Comptes relatives à l'audit des comptes consolidés

Objectif et démarche d'audit

Il nous appartient d'établir un rapport sur les comptes consolidés. Notre objectif est d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes consolidés pris dans leur ensemble ne comportent pas d'anomalies significatives. L'assurance raisonnable correspond à un niveau élevé d'assurance, sans toutefois garantir qu'un audit

réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel permet de systématiquement détecter toute anomalie significative. Les anomalies peuvent provenir de fraudes ou résulter d'erreurs et sont considérées comme significatives lorsque l'on peut raisonnablement s'attendre à ce qu'elles puissent, prises individuellement ou en cumulé, influencer les décisions économiques que les utilisateurs des comptes prennent en se fondant sur ceux-ci.

Comme précisé par l'article L. 823-10-1 du Code de commerce, notre mission de certification des comptes ne consiste pas à garantir la viabilité ou la qualité de la gestion de votre société.

Dans le cadre d'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, le commissaire aux comptes exerce son jugement professionnel tout au long de cet audit. En outre :

- il identifie et évalue les risques que les comptes consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs, définit et met en œuvre des procédures d'audit face à ces risques, et recueille des éléments qu'il estime suffisants et appropriés pour fonder son opinion. Le risque de non-détection d'une anomalie significative provenant d'une fraude est plus élevé que celui d'une anomalie significative résultant d'une erreur, car la fraude peut impliquer la collusion, la falsification, les omissions volontaires, les fausses déclarations ou le contournement du contrôle interne ;
- il prend connaissance du contrôle interne pertinent pour l'audit afin de définir des procédures d'audit appropriées en la circonstance, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne ;
- il apprécie le caractère approprié des méthodes comptables retenues et le caractère raisonnable des estimations comptables faites par la Direction, ainsi que les informations les concernant fournies dans les comptes consolidés ;
- il apprécie le caractère approprié de l'application par la Direction de la convention comptable de continuité d'exploitation et, selon les éléments collectés, l'existence ou non d'une incertitude significative liée à des événements ou à des circonstances susceptibles de mettre en cause la capacité de la société à poursuivre son exploitation. Cette appréciation s'appuie sur les éléments collectés jusqu'à la date de son rapport, étant toutefois rappelé que des circonstances ou événements ultérieurs pourraient mettre en cause la continuité d'exploitation. S'il conclut à l'existence d'une incertitude significative, il attire l'attention des lecteurs de son rapport sur les informations fournies dans les comptes consolidés au sujet de cette incertitude ou, si ces informations ne sont pas fournies ou ne sont pas pertinentes, il formule une certification avec réserve ou un refus de certifier ;
- il apprécie la présentation d'ensemble des comptes consolidés et évalue si les comptes consolidés reflètent les opérations et événements sous-jacents de manière à en donner une image fidèle ;
- concernant l'information financière des personnes ou entités comprises dans le périmètre de consolidation, il collecte des éléments qu'il estime suffisants et appropriés pour exprimer une opinion sur les comptes consolidés. Il est responsable de la direction, de la supervision et de la réalisation de l'audit des comptes consolidés ainsi que de l'opinion exprimée sur ces comptes.

6. ÉTATS FINANCIERS

Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés

Rapport au Comité d'audit

Nous remettons un rapport au Comité d'audit qui présente notamment l'étendue des travaux d'audit et le programme de travail mis en œuvre, ainsi que les conclusions découlant de nos travaux. Nous portons également à sa connaissance, le cas échéant, les faiblesses significatives du contrôle interne que nous avons identifiées pour ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Parmi les éléments communiqués dans le rapport au Comité d'audit, figurent les risques d'anomalies significatives que nous jugeons avoir été les plus importants

pour l'audit des comptes consolidés de l'exercice et qui constituent de ce fait les points clés de l'audit, qu'il nous appartient de décrire dans le présent rapport.

Nous fournissons également au Comité d'audit la déclaration prévue par l'article 6 du règlement (UE) n°537-2014 confirmant notre indépendance, au sens des règles applicables en France telles qu'elles sont fixées notamment par les articles L. 822-10 à L. 822-14 du Code de commerce et dans le Code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes. Le cas échéant, nous nous entretenons avec le Comité d'audit des risques pesant sur notre indépendance et des mesures de sauvegarde appliquées.

Paris La Défense et Neuilly-sur-Seine, le 15 février 2018

Les Commissaires aux Comptes

KPMG Audit

Département de KPMG S.A.

Jay Nirsimloo

Michel Piette

Deloitte & Associés

Damien Leurent

Anthony Maarek

6.3 COMPTES SOCIAUX

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont généralement exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un léger écart d'arrondi au niveau des totaux ou des variations.

COMPTE DE RÉSULTAT

(en millions d'euros)	Notes	2017	2016
CHIFFRE D'AFFAIRES ⁽¹⁾	4	42 371	40 857
Production stockée et immobilisée		1 138	1 127
Subventions d'exploitation	5	6 558	6 532
Reprises sur amortissements et provisions d'exploitation	6	3 231	3 808
Autres produits d'exploitation et transferts de charges	7	823	784
I TOTAL PRODUITS D'EXPLOITATION		54 121	53 108
Consommations de l'exercice en provenance de tiers	8	36 723	33 408
Achats consommés de combustibles		3 186	2 894
Achats d'énergie		15 870	12 427
Achats de services et autres achats consommés de biens		17 667	18 087
Impôts, taxes et versements assimilés	9	2 567	2 616
Charges de personnel	10	6 754	6 874
Dotations d'exploitation	11	5 441	5 550
Dotations aux amortissements des immobilisations	11.1	3 366	2 904
Dotations aux provisions et dépréciations	11.2	2 075	2 646
Autres charges d'exploitation	12	1 644	1 482
II TOTAL CHARGES D'EXPLOITATION		53 129	49 930
RÉSULTAT D'EXPLOITATION (I - II)		992	3 178
III QUOTES PARTS DE RÉSULTAT SUR OPÉRATIONS FAITES EN COMMUN		1	6
IV RÉSULTAT FINANCIER	13	(988)	(1 264)
RÉSULTAT COURANT AVANT IMPÔTS (I - II + III + IV)		5	1 920
V RÉSULTAT EXCEPTIONNEL	14	1 232	4 277
VI IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES	15	687	(680)
BÉNÉFICE OU PERTE (I - II + III + IV + V + VI)		1 924	5 517

(1) Dont production en 2017 de biens à l'exportation pour 8 022 millions d'euros et de services à l'exportation pour 537 millions d'euros.

BILAN

ACTIF

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	31/12/2017		31/12/2016	
		Montants bruts	Amortissements et dépréciations	Montants nets	Montants nets
Immobilisations incorporelles	16 -17	1 833	900	933	868
Immobilisations corporelles du domaine propre	16 -17	82 533	56 467	26 066	25 022
Immobilisations corporelles du domaine concédé	16 -17	14 415	8 544	5 871	5 782
Immobilisations corporelles et incorporelles en cours	16 -17	19 843	188	19 655	17 600
Participations et créances rattachées		58 649	204	58 445	55 546
Titres immobilisés		18 144	52	18 092	16 775
Prêts et autres immobilisations financières		12 389	3	12 386	13 868
Immobilisations financières	18	89 182	259	88 923	86 189
TOTAL I ACTIF IMMOBILISÉ		207 806	66 358	141 448	135 461
Stocks et en cours	19	10 163	194	9 969	10 126
Avances et acomptes versés sur commande	20	786	1	785	968
Créances d'exploitation	20	21 245	454	20 791	21 921
Valeurs mobilières de placement	21	14 538	11	14 527	17 194
Instruments de trésorerie	20	2 096	-	2 096	4 610
Disponibilités	22	5 110	-	5 110	5 457
Charges constatées d'avance	20	1 358	-	1 358	1 334
TOTAL II ACTIF CIRCULANT		55 296	660	54 636	61 610
Charges à répartir sur plusieurs exercices (III)		265	-	265	285
Primes de remboursement des emprunts (IV)		681	228	453	490
Écarts de conversion - Actif (V)	23	572	-	572	1 083
TOTAL GÉNÉRAL (I + II + III + IV + V)		264 620	67 246	197 374	198 929

PASSIF

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	31/12/2017	31/12/2016
Capital		1 464	1 055
Primes d'émission et de fusion		14 866	9 847
Écarts de réévaluation		680	679
Réserves			
Réserve légale		105	101
Autres réserves		3 000	3 000
Report à nouveau		6 809	3 317
Résultat de l'exercice		1 924	5 517
Acomptes sur dividendes		(433)	(1 006)
Subventions d'investissement		163	169
Provisions réglementées		6 098	6 132
TOTAL CAPITAUX PROPRES	24	34 676	28 812
Autres fonds propres	25	10 449	11 038
Passifs spécifiques des concessions	26	2 159	2 120
TOTAL I FONDS PROPRES		47 284	41 970
Provisions pour risques	27	1 384	2 189
Provisions liées à la production nucléaire (aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs)	28	37 633	36 033
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	29	626	617
Provisions pour avantages du personnel	30	11 055	10 846
Provisions pour autres charges	31	938	879
Provisions pour charges		50 252	48 375
TOTAL II PROVISIONS		51 636	50 564
Dettes financières	33	51 441	56 861
Avances et acomptes reçus	32	6 861	7 068
Dettes d'exploitation, d'investissement et dettes diverses	32	31 911	33 172
Instruments de trésorerie	32	4 471	5 283
Produits constatés d'avance	32	3 285	3 627
TOTAL III DETTES	32	97 969	106 011
Écarts de conversion - Passif (IV)	34	485	384
TOTAL GÉNÉRAL (I + II + III + IV)		197 374	198 929

TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE

(en millions d'euros)	Notes	2017	2016
Opérations d'exploitation			
Résultat avant impôts sur les bénéfices		1 237	6 198
Amortissements et provisions		4 010	3 082
Plus ou moins values de cessions ⁽¹⁾		(859)	(3 873)
Produits et charges financiers		(827)	(405)
Variation du besoin en fonds de roulement		2 530	2 335
FLUX DE TRÉSORERIE NETS GÉNÉRÉS PAR L'EXPLOITATION		6 091	7 337
Frais financiers nets décaissés y compris dividendes reçus		620	1 749
Impôts sur le résultat payés		(677)	(621)
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	(A)	6 034	8 465
Opérations d'investissement			
Investissements corporels et incorporels		(5 984)	(6 001)
Produits de cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles		17	16
Variations d'actifs financiers ⁽²⁾		1 022	(1 676)
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT	(B)	(4 945)	(7 661)
Opérations de financement			
Emissions d'emprunts et conventions de placements		1 282	6 130
Remboursements d'emprunts et conventions de placements		(5 204)	(8 645)
Dividendes versés	24	(110)	(165)
Augmentation des fonds propres	24	4 005	-
Emission de titres subordonnés à durée indéterminée		-	-
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession		8	7
Subventions d'investissement reçues		4	8
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT	(C)	(15)	(2 665)
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET DES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	(A)+(B)+(C)	1 074	(1 861)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE	22	(3 981)	(2 427)
Incidence des variations de change		(23)	250
Produits financiers nets sur disponibilités et équivalents de trésorerie		55	57
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE ⁽³⁾	22	(2 875)	(3 981)

(1) Ce poste inclut la plus-value de cession réalisée lors de la cession de la totalité des titres RTE à la société CTE (ex C25) soit 388 millions d'euros en 2017 et 3 780 millions d'euros en 2016 (voir note 2.4).

(2) En 2017, ce poste inclut l'acquisition des titres Framatome pour 1 894 millions d'euros (voir note 2.2). En 2016, il comprenait un montant de 1 538 millions d'euros encaissé au titre de la cession d'une quote-part (26,4 %) de la créance CSPE. La créance cédée comprenait une composante hors actifs dédiés pour un montant de 644 millions d'euros. Par ailleurs, ce poste incluait la rémunération en numéraire des titres RTE cédés à la société CTE (ex C25) pour 2 667 millions d'euros.

(3) Les postes « Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture et à la clôture » ne comprennent pas les OPCVM, ni les Titres de Créances Négociables (TCN) supérieurs à trois mois. Ils intègrent en revanche les conventions de gestion de trésorerie avec les filiales et les conventions de comptes courants « Cash pooling » des sociétés C2, C3 et EDF Holding SAS. La réconciliation de la trésorerie avec les postes de bilan est présentée dans la note 22.

ANNEXE AUX COMPTES SOCIAUX

Note 1 Principes et méthodes comptables	419	Note 7 Autres produits d'exploitation et transferts de charges	431
1.1 Référentiel comptable	419	Note 8 Consommations de l'exercice en provenance de tiers	432
1.2 Jugements et estimations de la Direction	419	Note 9 Impôts, taxes et versements assimilés	432
1.3 Chiffre d'affaires	420	Note 10 Charges de personnel	432
1.4 Immobilisations incorporelles	420	Note 11 Dotations d'exploitation	433
1.5 Immobilisations corporelles	420	11.1 Dotations aux amortissements	433
1.6 Dépréciation des actifs à long terme	421	11.2 Dotations aux provisions et dépréciations	433
1.7 Immobilisations financières	421	Note 12 Autres charges d'exploitation	433
1.8 Stocks et en-cours	422	Note 13 Résultat financier	434
1.9 Créances d'exploitation et trésorerie	422	Note 14 Résultat exceptionnel	434
1.10 Frais d'émission et primes de remboursement des emprunts	422	Note 15 Impôts sur les bénéfices	435
1.11 Écarts de conversion	422	15.1 Groupe fiscal	435
1.12 Provisions réglementées	422	15.2 Impôt sur les sociétés	435
1.13 Autres fonds propres	422	15.3 Crédit impôt compétitivité emploi (CICE)	435
1.14 Passifs spécifiques des concessions	423	15.4 Situation fiscale différée ou latente	435
1.15 Provisions hors avantages du personnel	423	BILAN	436
1.16 Avantages du personnel	424	Note 16 Valeurs brutes des immobilisations incorporelles et corporelles	436
1.17 Instruments dérivés	425	Note 17 Amortissements et dépréciations des immobilisations incorporelles et corporelles	436
1.18 Contrats de matières premières	425	Note 18 Immobilisations financières	437
1.19 Environnement	425	18.1 Variations des immobilisations financières	437
Note 2 Opérations et événements majeurs de l'exercice	426	18.2 Filiales et participations détenues à plus de 50 %	438
2.1 Augmentation de capital d'EDF SA	426	18.3 Filiales et participations détenues à moins de 50 %	438
2.2 Acquisition de 75,5 % de Framatome	426	18.4 Portefeuille de titres immobilisés de l'activité de portefeuille (TIAP)	439
2.3 Précisions sur le projet Hinkley Point C	427	18.5 Variations des actions propres	439
2.4 Finalisation de la cession de 49,9 % de CTE	427	18.6 Créances de l'actif immobilisé	439
2.5 Émissions d'obligations samouraï de 137 milliards de yens	428	Note 19 Stocks et en-cours	440
2.6 Inconstitutionnalité de la contribution de 3 % sur les revenus distribués	428	Note 20 Créances de l'actif circulant	440
Note 3 Évolutions réglementaires survenues au cours de l'exercice	429	Note 21 Valeurs mobilières de placement	440
3.1 Tarifs réglementés de ventes d'électricité en France (TRV)	429		
3.2 Compensation des charges de service public de l'énergie (CSPE)	429		
3.3 Mécanisme de capacité	430		
3.4 Tarifs réglementés de vente de gaz en France (TRV)	430		
3.5 Certificat d'économie d'énergie (CEE) : mise en place de la quatrième période (2018-2020)	430		
3.6 ARENH	430		
COMPTE DE RÉSULTAT	431		
Note 4 Chiffre d'affaires	431		
Note 5 Subventions d'exploitation	431		
Note 6 Reprises sur amortissements, dépréciations et provisions d'exploitation	431		

Note 22 Réconciliation de la trésorerie et équivalents de trésorerie présentée dans le tableau de flux de trésorerie	441	Note 33 Dettes financières	454
Note 23 Écarts de conversion-actif	441	33.1 Ventilation des emprunts par devises avant et après instruments de couverture	454
Note 24 Variations des capitaux propres	442	33.2 Ventilation des emprunts par type de taux d'intérêt avant et après instruments de couverture	455
24.1 Capital social	442	Note 34 Écarts de conversion-passif	455
24.2 Distributions de dividendes	442	AUTRES INFORMATIONS	456
Note 25 Autres fonds propres	443	Note 35 Instruments financiers	456
Note 26 Passifs spécifiques des concessions	443	35.1 Engagements hors bilan liés aux dérivés de change et de taux d'intérêt	456
Note 27 Provisions pour risques	443	35.2 Incidence des opérations de gestion financière sur le résultat de l'exercice	457
Note 28 Provisions liées à la production nucléaire : aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs	444	35.3 Juste valeur des instruments financiers dérivés	457
28.1 Provisions pour gestion du combustible utilisé	444	Note 36 Autres engagements et opérations hors bilan	458
28.2 Provision pour reprise et conditionnement des déchets – provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs	445	36.1 Engagements donnés	458
28.3 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	446	36.2 Engagements reçus	459
28.4 Provisions pour derniers cœurs	448	36.3 Autres natures d'engagements	459
28.5 Actualisation des provisions liées à la production nucléaire et analyses de sensibilité	448	Note 37 Passifs éventuels	459
Note 29 Autres provisions pour déconstruction	449	Note 38 Actifs dédiés	460
Note 30 Provisions pour avantages du personnel	450	38.1 Réglementation	460
30.1 Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi	451	38.2 Composition et évaluation des actifs dédiés	460
30.2 Provisions pour autres avantages à long terme du personnel en activité	451	38.3 Coût actualisé des obligations nucléaires de long terme	461
30.3 Actifs de couverture	452	Note 39 Informations concernant les entreprises et parties liées	462
30.4 Hypothèses actuarielles	452	39.1 Relations avec les filiales	462
Note 31 Provisions pour autres charges	453	39.2 Relations avec l'état et les sociétés participations de l'état	462
Note 32 Dettes	453	Note 40 Environnement	463
		40.1 Droits d'émission de gaz à effet de serre	463
		40.2 Certificats d'économies d'énergie	463
		Note 41 Rémunération des mandataires sociaux	464
		Note 42 Évènements postérieurs à la clôture	464
		42.1 Confirmation de la décision de la commission européenne concernant le traitement fiscal des provisions créées entre 1987 et 1996 pour le renouvellement des ouvrages du réseau d'alimentation générale (« RAG »)	464

Électricité de France SA (EDF), maison mère du groupe EDF est une société anonyme qui exerce des activités de production d'électricité et de commercialisation d'électricité et de gaz. EDF porte également l'ensemble des activités des Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI) : Corse et départements d'Outre-Mer.

NOTE 1 PRINCIPES ET MÉTHODES COMPTABLES

1.1 RÉFÉRENTIEL COMPTABLE

EDF présente ses comptes sociaux selon les principes et méthodes comptables définis par le plan comptable général tel que présenté par le règlement n° 2014-03 de l'Autorité des Normes Comptables du 5 juin 2014 relatif au Plan Comptable Général modifié.

Le règlement n° 2015-05 du 2 juillet 2015 relatif aux instruments financiers à terme et aux opérations de couverture est d'application obligatoire au 1^{er} janvier 2017.

La 1^{re} application de ce règlement constitue un changement de méthode comptable. L'effet après impôt, calculé de manière rétrospective pour les seules opérations existantes au 1^{er} janvier 2017, est imputé en report à nouveau pour 84 millions d'euros (voir renvoi (1) de la note 24).

La mise en œuvre de ce règlement a conduit aux évolutions suivantes :

- l'arrêt de la comptabilisation des plus-values latentes sur le portefeuille d'optimisation du change, impactant auparavant le résultat financier et qui sont désormais comptabilisées au bilan en écarts d'évaluation (les pertes latentes, quant à elles, continuent d'impacter le résultat financier). L'impact sur les capitaux propres après impôt n'est pas significatif ;
- l'application de la comptabilité de couverture à des dérivés de change antérieurement comptabilisés comme des dérivés spéculatifs mais considérés comme des instruments de couverture de gestion (impactant le résultat financier). De façon générale, le résultat latent sur les dérivés de change qualifiés d'instruments de couverture est enregistré au bilan dans les comptes d'écarts d'évaluation créés par le nouveau règlement. Ces comptes sont compensés avec les écarts de conversion actif ou passif constatés sur les éléments couverts. L'impact sur les capitaux propres après impôt s'élève à 87 millions d'euros ;
- le résultat latent sur les dérivés souscrits à des fins de couverture des achats de matières premières est comptabilisé de manière similaire aux éléments couverts. L'impact sur les capitaux propres après impôt s'élève à (3) millions d'euros ;
- les gains et pertes de change sur créances et dettes commerciales sont comptabilisés en résultat d'exploitation et non plus en résultat financier.

Au 31 décembre 2017, l'application du nouveau règlement au titre des opérations concernant l'exercice 2017 se traduit par :

- une diminution du résultat financier pour un montant de 51 millions d'euros du fait de l'application obligatoire de la comptabilité de couverture dès lors qu'une relation de couverture est identifiée en gestion ;
- un reclassement du résultat financier vers le résultat d'exploitation pour un montant de 21 millions d'euros au titre des pertes et gains de change sur dettes et créances commerciales.

Les autres méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées sont identiques à celles utilisées dans les comptes annuels au 31 décembre 2016.

1.2 JUGEMENTS ET ESTIMATIONS DE LA DIRECTION

L'établissement des états financiers nécessite le recours à des jugements, estimations et hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, des produits et des charges de l'exercice ainsi que pour la prise en compte des aléas positifs et négatifs existant à la date de clôture. En fonction de l'évolution des hypothèses considérées ou de conditions économiques différentes de celles existantes en date de clôture, les montants qui figureront dans les futurs états financiers d'EDF pourraient différer significativement des estimations actuelles.

Dans un contexte de volatilité des marchés financiers, les paramètres concourant aux estimations retenues sont fondés sur des hypothèses macroéconomiques adaptées au cycle de très long terme des actifs d'EDF.

Les principales opérations pour lesquelles EDF a recours à des estimations et jugements sont les suivantes :

1.2.1 Durée d'amortissement des centrales nucléaires

Au cas particulier des durées d'amortissement de son parc de centrales nucléaires, la stratégie industrielle d'EDF est d'en poursuivre l'exploitation au-delà de 40 ans, dans des conditions optimales de sûreté et de performance.

Sur l'exercice 2016, les conditions techniques, économiques et de gouvernance conduisant à un allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 900 MW étaient réunies. EDF a ainsi procédé au 1^{er} janvier 2016 à l'allongement de la durée d'amortissement de l'ensemble des centrales du palier 900 MW - à l'exception de la centrale de Fessenheim - (voir note 2.1 Allongement à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales nucléaires REP 900 MW des comptes sociaux 2016).

La durée d'amortissement des autres paliers (1 300 MW et 1 450 MW), qui sont plus récents, est, à ce stade, maintenue à 40 ans, les conditions pour un allongement n'étant pas réunies.

Ces durées prennent en compte la date de recouplage au réseau faisant suite à la dernière visite décennale intervenue.

1.2.2 Provisions nucléaires

L'évaluation des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers cœurs est sensible aux hypothèses retenues en termes de procédés techniques, coûts, taux d'inflation et taux d'actualisation à long terme, durée d'amortissement des centrales en exploitation et échéanciers de décaissements.

Une ré-estimation de ces paramètres est effectuée à chaque arrêté des comptes afin de s'assurer que les montants provisionnés constituent la meilleure estimation des coûts qui seront finalement supportés par EDF.

EDF estime que les hypothèses retenues au 31 décembre 2017 sont appropriées et justifiées. Des modifications de ces hypothèses dans le futur pourraient cependant avoir un impact significatif sur le bilan et le compte de résultat d'EDF.

Les principales hypothèses et analyses de sensibilité concernant les provisions nucléaires sont présentées en note 28.5.

L'évaluation des provisions prend en compte un niveau de risques et d'aléas selon les opérations concernées. Elle comporte en outre des facteurs d'incertitude tels que :

- l'évolution de la réglementation, notamment en matière de sûreté, de sécurité et de respect de l'environnement et en matière de financement des charges nucléaires ;
- l'évolution du processus réglementaire de déconstruction, ainsi que les délais d'obtention des autorisations administratives ;
- les modalités futures de stockage des déchets radioactifs à vie longue et la mise à disposition d'installations de stockage par l'ANDRA (Agence Nationale pour la Gestion des Déchets Radioactifs) ;
- l'évolution de certains paramètres financiers tels que les taux d'actualisation, notamment en lien avec le dispositif de plafond réglementaire, ou d'inflation, ou encore les évolutions des conditions contractuelles relatives à la gestion du combustible usé.

1.2.3 Engagements de retraites et autres avantages du personnel à long terme et postérieurs à l'emploi

L'évaluation des engagements de retraites et autres avantages postérieurs à l'emploi et à long terme repose sur des évaluations actuarielles sensibles à l'ensemble des hypothèses actuarielles retenues, en particulier celles relatives au taux d'actualisation, au taux d'inflation et au taux d'augmentation des salaires.

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour le calcul des engagements au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des avantages à long terme pour l'arrêté des comptes au 31 décembre 2017 sont détaillées en note 30.4. Ces hypothèses sont mises à jour annuellement. EDF estime que les hypothèses

6. ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes sociaux

actuarielles retenues au 31 décembre 2017 sont appropriées et justifiées. Des modifications de ces hypothèses dans le futur pourraient cependant avoir un impact significatif sur le montant des engagements ainsi que sur le résultat d'EDF.

1.2.4 Énergie en compteur et acheminement associé

Comme précisé en note 1.3, les quantités d'énergie livrées non relevées non facturées sont déterminées en date d'arrêté à partir de modèles statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente. La détermination de la quote-part du chiffre d'affaires non facturé en date d'arrêté des comptes est sensible aux hypothèses retenues dans l'élaboration de ces statistiques et estimations.

1.3 CHIFFRE D'AFFAIRES

Le chiffre d'affaires est constitué essentiellement par des produits issus de la vente d'énergie (aux clients finals et dans le cadre d'activités de négoce) et des prestations de services. Les prestations d'acheminement sur le réseau de distribution d'énergie achetées auprès de la filiale Enedis et refacturées aux clients finals contribuent aux ventes d'énergie d'EDF.

La reconnaissance du chiffre d'affaires a lieu lorsque la livraison est intervenue s'il s'agit de biens ou lorsque la prestation est achevée s'il s'agit de prestations de services.

Les quantités d'énergie livrées aux clients d'EDF non relevées non facturées en fin de période sont déterminées à partir des quantités consommées par les sites du responsable d'équilibre EDF, diminuées des quantités facturées et après prise en compte des pertes évaluées selon une méthode statistique présentée à la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE). La valorisation de ces quantités est calculée sur la base d'un prix moyen déterminé par référence à l'énergie facturée du dernier mois.

Les prestations de services ou fournitures de biens sont traitées en utilisant la méthode à l'avancement pour les opérations partiellement achevées à la clôture de l'exercice.

Les opérations de vente d'énergie à EDF Trading, société du groupe en charge de l'activité négoce, sont comptabilisées pour leur valeur contractuelle.

1.3.1 Mécanisme de capacité

Un mécanisme de capacité a été mis en place en France pour sécuriser l'approvisionnement en électricité pendant les périodes de pointe.

La loi n°2010-1488 du 7 décembre 2010 sur la nouvelle organisation du marché de l'électricité a instauré en France une obligation de contribuer à la sécurité d'approvisionnement à partir du 1^{er} janvier 2017.

D'une part, les exploitants d'installations de production d'électricité et les opérateurs d'effacement doivent faire certifier leurs capacités par RTE en s'engageant sur un niveau de disponibilité prévisionnel pour une année de livraison donnée. En contrepartie, des certificats de capacité leur sont attribués. D'autre part, les fournisseurs d'électricité et acheteurs de pertes (acteurs obligés), doivent détenir des certificats de capacité à hauteur de la consommation de leurs clients en période de pointe.

Le dispositif est complété par la mise en œuvre de registres permettant les échanges entre les acteurs.

Des sessions de marchés sont organisées plusieurs fois par an.

EDF est concerné par les deux aspects du dispositif en tant qu'exploitant d'installations d'électricité et en tant que fournisseur d'électricité.

Les opérations sont comptabilisées de la manière suivante :

- les ventes de certificats sont reconnues en produit lors des enchères ou lors des cessions de gré à gré ;
- les stocks de certificats sont valorisés soit à leur valeur de certification (i.e. coûts de certification par RTE) soit à leur valeur d'achat sur les marchés ;
- les sorties de stock de certificats sont valorisées au coût unitaire moyen pondéré et constatées à un rythme différent selon l'acteur du dispositif :
 - exploitants d'installations : lors des ventes aux enchères,
 - acteurs obligés : linéairement sur les 5 mois de la période de pointe ;

- pour les acteurs obligés, en cas d'insuffisance de stocks de certificats de capacité par rapport à l'obligation une provision est constatée à hauteur de la meilleure estimation de la dépense nécessaire à l'extinction de cette obligation ;

- à la date d'arrêté, si la valeur de réalisation de ce stock de certificats de capacité est inférieure à sa valeur nette comptable, une dépréciation est enregistrée.

1.4 IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

1.4.1 Frais de recherche et développement

Les dépenses de recherche sont comptabilisées en charges dans l'exercice au cours duquel elles sont encourues.

Les frais de développement qui remplissent les critères d'inscription à l'actif figurant à l'article 211-5 du plan comptable général sont comptabilisés en immobilisations incorporelles et amortis linéairement sur la base de leur durée d'utilité prévisible.

1.4.2 Autres immobilisations incorporelles

Les autres immobilisations incorporelles sont principalement constituées de logiciels et de réservations de capacités de stockage.

Elles sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité, que ces immobilisations soient générées en interne ou acquises.

1.5 IMMOBILISATIONS CORPORELLES

Les immobilisations corporelles sont présentées sur deux rubriques à l'actif du bilan, en fonction de l'activité et du cadre contractuel dans lesquels elles sont utilisées :

- immobilisations du domaine propre, essentiellement constituées d'installations nucléaires de production ;
- immobilisations du domaine concédé.

1.5.1 Évaluation initiale

Les immobilisations corporelles sont évaluées à leur coût d'acquisition ou à leur coût de production.

- Le coût des installations réalisées en interne comprend tous les coûts de main-d'œuvre, de pièces et tous les autres coûts de production incorporables à la construction de l'actif.
- Le coût des immobilisations comprend également l'estimation initiale des coûts de déconstruction. Ces coûts sont comptabilisés à l'actif en contrepartie des provisions constituées au titre de ces obligations. À la date de mise en service, ces actifs sont évalués et valorisés aux mêmes conditions que la provision dont ils sont la contrepartie (voir note 1.15).
- Pour les installations de productions nucléaires, aux coûts de déconstruction s'ajoutent les coûts des derniers cœurs (voir note 1.15).

Quand une partie de la déconstruction d'une centrale est à la charge d'un partenaire, le remboursement attendu a été comptabilisé à l'actif en produit à recevoir, et la différence entre la provision et le produit à recevoir est enregistrée en « Immobilisations corporelles ». Par la suite, les versements du partenaire viennent minorer le produit à recevoir.

Les dépenses de sécurité engagées à la suite d'obligations légales ou réglementaires sous peine d'interdictions administratives d'exploitation sont immobilisées.

Les pièces de sécurité stratégiques des installations de production constituent des immobilisations corporelles. Elles sont amorties sur la durée de vie résiduelle des installations.

Les inspections majeures nécessaires à la poursuite de l'exploitation des installations de production sont immobilisées et amorties sur la durée correspondant à l'intervalle entre deux inspections.

Lorsque des éléments constitutifs d'un actif se distinguent par des durées d'utilité différentes de cet actif, ils donnent lieu à l'identification d'un composant qui est amorti sur une durée qui lui est propre.

Les coûts d'emprunt attribuables au financement d'un actif et encourus pendant la période de construction sont comptabilisés en charges.

1.5.2 Mode et durées d'amortissement

Les immobilisations sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité, définie comme la période sur laquelle l'entreprise prévoit de retirer de leur utilisation un avantage économique futur.

Les durées d'utilité attendues pour les principaux ouvrages sont les suivantes :

- barrages hydroélectriques 75 ans
- matériel électromécanique des usines hydroélectriques 50 ans
- centrales thermiques à flamme 25 à 45 ans
- installations de production nucléaire 40 à 50 ans
- installations de distribution (lignes, postes de transformation) 20 à 45 ans

1.5.3 Contrats de concession

EDF est concessionnaire de deux types de concessions de service public :

- les concessions de distribution publique d'électricité, dont les concédants sont les collectivités locales (communes ou syndicats de communes) ;
- les concessions de forces hydrauliques, dont le concédant est l'État.

Le traitement comptable des concessions repose sur le guide comptable des entreprises concessionnaires de 1975 en l'absence de dispositions spécifiques du Plan Comptable Général.

1.5.3.1 Concessions de distribution publique d'électricité

EDF est concessionnaire des réseaux de distribution publique insulaires (Corse, DOM) selon des contrats de concession qui relèvent généralement d'un cahier des charges-type des concessions de 1992 (mis à jour en 2007) négocié avec la FNCCR (Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies), et approuvé par les pouvoirs publics.

Les biens concédés sont inscrits en immobilisations corporelles du domaine concédé à l'actif du bilan quelle que soit l'origine du financement pour leur coût d'acquisition ou à leur valeur estimée d'apport pour les biens remis par le concédant. La contrepartie des biens remis gratuitement par les concédants figure au passif du bilan.

1.5.3.2 Concessions de forces hydrauliques

Les contrats de concession de force hydraulique relèvent d'un cahier des charges-type approuvé par décret.

Les immobilisations concédées comprennent les seuls ouvrages de production hydraulique (barrages, conduites, turbines...) pour les concessions initiales, et pour les autres concessions, les ouvrages de production hydraulique et les ouvrages d'évacuation d'électricité (alternateurs...).

Les biens concédés sont inscrits en immobilisations corporelles du domaine concédé pour leur coût d'acquisition.

Ils sont amortis sur leur durée d'utilité qui correspond en général à la durée des concessions.

Les immobilisations concédées donnent lieu à un amortissement de caducité au passif du bilan (voir 1.14.2).

1.6 DÉPRÉCIATION DES ACTIFS À LONG TERME

À chaque arrêté, EDF détermine s'il existe un indice montrant qu'un actif a pu perdre notablement de la valeur. Lorsqu'il existe un indice de perte de valeur, un test de dépréciation est réalisé selon les modalités suivantes :

- EDF mesure les éventuelles dépréciations des actifs à long terme par comparaison entre la valeur comptable de ces actifs, le cas échéant regroupés au sein de groupes d'actifs, et leur valeur recouvrable généralement calculée par la méthode des flux futurs de trésorerie nets actualisés. Lorsque cette valeur recouvrable est notablement inférieure à la valeur inscrite au bilan, une perte de valeur est comptabilisée pour la différence en « Dépréciations » ;
- les taux d'actualisation retenus pour ces besoins s'appuient sur le coût moyen pondéré du capital de chacun des actifs ou groupes d'actifs concernés ;

- les flux de trésorerie futurs sont établis sur la base des Plans à Moyen Terme (PMT) et des hypothèses validées par la Direction.

1.7 IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES

1.7.1 Titres de participation et titres immobilisés

Les titres de participation et les titres immobilisés sont valorisés au coût d'acquisition.

Les plus ou moins-values de cession de ces titres sont évaluées sur la base de la méthode « Premier entré premier sorti ».

Conformément à l'article 213-8 du PCG, les droits de mutation, honoraires ou commissions et frais d'actes liés à l'acquisition des titres de participation immobilisés sont rattachés au coût d'acquisition de l'immobilisation.

Pour les autres titres immobilisés, ces frais sont comptabilisés en charges. L'étalement fiscal des frais d'acquisition est comptabilisé dans un compte d'amortissements dérogatoires.

Lorsque la valeur comptable des titres de participation et des titres immobilisés est supérieure à la valeur d'utilité, une dépréciation est constituée pour la différence.

La valeur d'utilité des titres cotés des entités non consolidées est déterminée sur la base du cours de Bourse.

Pour les titres non cotés et les titres cotés des sociétés consolidées par le groupe EDF, la valeur d'utilité est déterminée à partir de la valeur de transaction, des capitaux propres ou des actifs nets consolidés corrigés prenant en compte, le cas échéant, des éléments d'évaluation à dire d'experts et des informations connues depuis la clôture du dernier exercice.

1.7.2 Titres immobilisés de l'activité de portefeuille

EDF a constitué deux portefeuilles de Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP) :

- le premier est composé d'actifs financiers dédiés, destinés à participer au financement des opérations de fin de cycle nucléaire provisionnées au passif du bilan. Ces actifs sont isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers eu égard à leur objectif. Ils sont composés de titres obligataires, d'actions, d'OPCVM et de fonds dits réservés, constitués par EDF pour son usage exclusif ;
- le second est constitué de titres acquis pour en retirer, à plus ou moins longue échéance, une rentabilité satisfaisante et sans intervenir dans la gestion des sociétés dont les titres sont détenus.

Par ailleurs, sont également classées en titres immobilisés les actions propres achetées dans le cadre de la couverture d'obligations liées à des titres de créance donnant accès au capital, d'un contrat de liquidité conclu avec un prestataire de services d'investissement, d'une opération de croissance externe ou d'une réduction de capital.

Les actions sont enregistrées pour leur coût d'acquisition. En application de l'article 213-8 du règlement 2014-03 de l'Autorité des Normes Comptables relatif au Plan Comptable Général, les droits de mutations, les honoraires, les commissions, les frais d'actes et les frais d'acquisition sont comptabilisés en charges, conformément à l'option retenue pour les autres titres immobilisés et les titres de placement.

Les TIAP (actions et obligations) sont comptabilisés au coût historique. À la clôture, si la valeur d'inventaire d'un titre est inférieure au coût d'entrée, une moins-value latente est intégralement provisionnée sans compensation avec les gains potentiels sur les autres titres. Pour les titres cotés, la valeur d'inventaire est appréciée individuellement en tenant compte du cours de Bourse. Pour les titres non cotés, la valeur d'inventaire est appréciée individuellement en tenant compte notamment des perspectives d'évolution de l'entreprise dont les titres sont détenus.

1.7.3 Autres immobilisations financières

Dans le cadre des activités du Groupe, EDF est amené à accorder des prêts en devises à ses filiales.

6. ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes sociaux

Afin de réduire son exposition au risque de change, le Groupe finance ces prêts principalement par des émissions court terme au travers de papiers commerciaux en devises et en euros complétées par un recours à des instruments dérivés de change. Les créances immobilisées sont valorisées à leur valeur nominale. Une dépréciation est pratiquée lorsque la valeur d'inventaire est inférieure à la valeur comptable.

1.8 STOCKS ET EN-COURS

Le coût d'entrée des stocks comprend tous les coûts directs de matières (prenant en compte les effets de couverture), les coûts de main-d'œuvre ainsi que l'affectation des coûts indirects de production.

Les consommations de stock sont généralement valorisées en utilisant la méthode du coût unitaire moyen pondéré. Les consommations des droits d'émissions de gaz à effet de serre et des Certificats d'Économies d'Énergie sont valorisées en appliquant la méthode du « Premier entré premier sorti ».

Les stocks sont évalués au plus faible de leur coût historique et de leur valeur nette de réalisation.

1.8.1 Matières et combustible nucléaires

Sont enregistrés dans les comptes de stocks :

- les matières nucléaires, quelle que soit leur forme dans le cycle de fabrication du combustible ;
- et les éléments combustibles, qu'ils soient en entrepôt ou en réacteur.

Les matières et combustible nucléaires ainsi que les en-cours de production sont évalués en fonction des coûts directs de fabrication incluant les matières, la main-d'œuvre ainsi que les prestations sous-traitées (fluoration, enrichissement, fabrication...).

Du fait de la prise en compte de la notion de « Combustible engagé » définie par l'arrêté du 21 mars 2007, le coût des stocks pour le combustible engagé en réacteur et non encore irradié comprend les charges pour gestion du combustible usé et pour gestion à long terme des déchets radioactifs, qui trouvent leur contrepartie dans les provisions concernées.

Les consommations de combustible nucléaire sont déterminées par composante (uranium naturel, fluoration, enrichissement, fabrication d'assemblages) au prorata de la production prévue lors du chargement en réacteur. Ces quantités sont valorisées au coût moyen pondéré du stock appliqué à chacune des composantes. L'épuisement prévisionnel des quantités donne lieu périodiquement à correction du stock sur la base de mesures neutroniques et d'inventaires.

1.8.2 Autres stocks d'exploitation

Sont enregistrés dans les autres stocks d'exploitation :

- les matières fossiles nécessaires à l'exploitation des centrales thermiques à flamme ;
- les matières et matériels d'exploitation tels que les pièces de rechange approvisionnées dans le cadre d'un programme de maintenance (hors pièces de sécurité stratégiques immobilisées) ;
- les droits d'émission de gaz à effet de serre et les Certificats d'Économies d'Énergie acquis pour le cycle de production (voir notes 1.19.1 et 1.19.2) ;
- les stocks de gaz évalués selon la méthode du coût moyen pondéré en incluant les coûts d'achat directs et indirects et notamment le coût de transport ;
- les certificats relatifs aux mécanismes d'obligation de capacité (garanties de capacité en France) (voir note 3.3).

Les dépréciations constatées pour les pièces de rechange dépendent principalement du taux de rotation de ces pièces.

1.9 CRÉANCES D'EXPLOITATION ET TRÉSORERIE

1.9.1 Créances d'exploitation

Les créances clients sont inscrites initialement à leur valeur nominale.

Les créances d'exploitation intègrent le montant des factures à établir relatives à l'énergie livrée et non facturée.

Une dépréciation est constatée lorsque leur valeur d'inventaire reposant sur la probabilité de leur recouvrement déterminée en fonction de la typologie des créances, est inférieure à leur valeur comptable. Selon la nature des créances, le risque assorti aux créances douteuses est apprécié individuellement ou à partir de méthodes statistiques tirées de l'expérience. EDF ne supporte pas le risque d'impayé sur la part acheminement de ces créances, ce risque étant porté par Enedis.

1.9.2 Valeurs mobilières de placement

Les valeurs mobilières sont inscrites à l'actif pour leur coût d'acquisition. En fin de période, elles sont évaluées au plus bas de leur coût historique et de leur valeur actuelle.

En ce qui concerne les valeurs cotées, la valeur actuelle correspond au cours de Bourse de fin d'exercice. La valeur d'inventaire pour les titres non cotés correspond à la valeur probable de négociation des titres, appréciée en tenant compte des perspectives d'évolution de l'entreprise.

Les moins-values latentes sont intégralement provisionnées sans compensation avec les plus-values latentes non comptabilisées.

Les plus ou moins-values de cession des valeurs mobilières de placement sont évaluées sur la base de la méthode du « Premier entré premier sorti ».

1.10 FRAIS D'ÉMISSION ET PRIMES DE REMBOURSEMENT DES EMPRUNTS

Les primes de remboursement sont amorties par fractions égales (linéairement), au prorata de la durée de l'emprunt quelle que soit la cadence de remboursement, conformément à l'option permise par l'article 212-10 du PCG.

Les commissions et frais externes, supportés par EDF à l'occasion de l'émission d'emprunts et comptabilisés en « Charges à répartir sur plusieurs exercices », font l'objet d'un étalement linéaire sur la durée de vie des emprunts.

1.11 ÉCARTS DE CONVERSION

Les dettes et créances en monnaies étrangères sont évaluées au cours de change de fin d'exercice. L'écart de conversion dégagé est inscrit au bilan sous une rubrique spéciale « Écarts de conversion actif ou passif ». Les pertes latentes de change sur emprunts en devises non couverts pour leur risque de change sont provisionnées en totalité. Les gains latents ne sont pas enregistrés en compte de résultat.

Le résultat latent sur les dérivés de change qualifiés d'instruments de couverture est désormais enregistré au bilan en écarts d'évaluation compensés avec les écarts de conversion actif ou passif constatés sur les éléments couverts en application du règlement n°2015-05 du 2 juillet 2015 relatif aux instruments financiers à terme et aux opérations de couverture (voir note 1.1).

1.12 PROVISIONS RÉGLEMENTÉES

Sont notamment enregistrés sous cette rubrique les amortissements dérogatoires au titre :

- des amortissements des installations de production et de distribution ;
- des amortissements exceptionnels des logiciels créés par la Société ;
- des amortissements des frais d'acquisition des titres de participation acquis par la Société.

1.13 AUTRES FONDS PROPRES

Les titres subordonnés à durée indéterminée en euros et en devises émis par EDF sont comptabilisés conformément à l'avis de l'Ordre des Experts Comptables n° 28 de juillet 1994 et en prenant en compte leurs caractéristiques spécifiques.

Ainsi ils sont classés en autres fonds propres, leur remboursement étant sous le contrôle exclusif d'EDF.

Les frais et primes liés à l'émission sont amortis par résultat, prorata temporis.

La rémunération sous forme d'intérêts est enregistrée en résultat financier.

1.14 PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS

Ces passifs sont relatifs aux concessions de distribution publique d'électricité de SEI et aux concessions de forces hydrauliques.

1.14.1 Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité - SEI

Ces passifs, représentatifs des obligations contractuelles spécifiques des cahiers des charges des concessions de distribution publique d'électricité, sont décomposés au passif du bilan en :

- droits sur les biens existants : ils correspondent au droit au retour gratuit de l'ensemble des ouvrages au bénéfice du concédant. Ce droit est constitué par la contre-valeur en nature des ouvrages – valeur nette comptable des biens mis en concession – déduction faite des financements non encore amortis du concessionnaire ;
- droits sur les biens à renouveler : ils correspondent aux obligations du concessionnaire au titre des biens à renouveler. Ces passifs non financiers recouvrent :
 - l'amortissement constitué sur la partie des biens financés par le concédant,
 - la provision pour renouvellement constituée pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession. Cette provision est comptabilisée en provision pour charges.

Lors du renouvellement des biens, la provision et l'amortissement du financement du concédant constitués au titre du bien remplacé sont soldés et comptabilisés en droits sur les biens existants, étant considérés comme un financement du concédant sur le nouveau bien. L'excédent éventuel de provision est repris en résultat.

Pendant la durée de la concession, les droits du concédant sur les biens à renouveler se transforment donc au remplacement effectif du bien, sans sortie de trésorerie au bénéfice du concédant, en droit du concédant sur les biens existants.

1.14.2 Passifs spécifiques des concessions de forces hydrauliques

Ces passifs sont constitués :

- de la contre-valeur des remises gratuites et des participations reçues ;
- des écarts de réévaluation correspondant aux réévaluations des biens effectuées en application des textes législatifs, pour les biens mis en service avant le 1^{er} janvier 1959 et ceux mis en service avant le 1^{er} janvier 1977 ;
- de l'amortissement de caducité venant compléter l'amortissement industriel pour les biens dont la date de fin de vie technique est postérieure à la date de fin de concession et qui sont remis gratuitement en fin de concession.

Dans le prolongement des modifications apportées au traitement comptable des concessions de forces hydrauliques au 1^{er} janvier 2009, l'écart de réévaluation 1959 est transféré dans les capitaux propres lors des retraits d'immobilisations.

L'écart net de réévaluation correspondant à la réévaluation 1976 fait l'objet d'une reprise au compte de résultat sur la durée de vie résiduelle des biens.

Les contre-valeurs des remises gratuites et des participations reçues sont reprises au compte de résultat sur la durée de vie des biens.

1.15 PROVISIONS HORS AVANTAGES DU PERSONNEL

Une provision est comptabilisée par EDF lorsqu'il existe une obligation actuelle (juridique ou implicite), résultant d'un événement passé, qu'il est probable qu'une sortie de ressources sera nécessaire pour éteindre l'obligation et que le montant peut être estimé de manière fiable.

Lorsqu'il est attendu un remboursement total ou partiel de la dépense qui a fait l'objet d'une provision, le remboursement est comptabilisé en créance si et seulement si EDF a la quasi-certitude de le recevoir.

L'évaluation des provisions est faite sur la base des coûts attendus par l'entreprise pour éteindre l'obligation. Les estimations sont déterminées à partir de données de

gestion issues du système d'information, d'hypothèses retenues par l'entreprise, éventuellement complétées par l'expérience de transactions similaires, et, dans certains cas, sur la base de rapports d'experts indépendants ou de devis de prestataires. Ces différentes hypothèses sont revues à l'occasion de chaque arrêté comptable.

Les coûts attendus sont évalués aux conditions économiques de fin d'année et répartis selon un échéancier prévisionnel de décaissements. Ils sont ensuite évalués en euros de l'année de décaissement par application d'un taux d'inflation prévisionnel à long terme, et actualisés par l'application d'un taux d'actualisation nominal. Les provisions sont alors évaluées en fonction de ces flux de trésorerie futurs actualisés.

Le taux d'inflation et le taux d'actualisation sont déterminés à partir des paramètres économiques et réglementaires de la France, et en tenant compte du cycle long d'exploitation des actifs d'EDF et de l'échéance des engagements.

L'effet d'actualisation, généré à chaque arrêté pour refléter l'écoulement du temps, est comptabilisé en charges financières.

Dans certains cas exceptionnels, il se peut qu'une provision ne puisse être comptabilisée par manque d'estimation fiable. Cette obligation est alors indiquée en annexe en tant que passif éventuel, à moins que la probabilité de sortie de ressources ne soit faible.

1.15.1 Provisions liées à la production nucléaire

Ces provisions sont notamment destinées à couvrir :

- les dépenses d'aval du cycle nucléaire : des provisions pour gestion du combustible usé, pour reprise et conditionnement des déchets et pour gestion à long terme des déchets radioactifs ;
- les charges liées à la déconstruction des centrales et les pertes relatives au combustible en réacteur au moment de l'arrêt de ce dernier (provision pour derniers cœurs).

Les charges pour derniers cœurs correspondent d'une part, au coût de la perte correspondant au stock de combustible en réacteur non totalement irradié au moment de l'arrêt définitif et qui ne peut pas être réutilisé du fait de contraintes techniques et réglementaires, et d'autre part, au coût de traitement de ce combustible ainsi qu'au coût d'évacuation et de stockage des déchets de ces opérations.

Les changements d'estimation des provisions résultant d'une modification des taux d'actualisation, d'un changement d'échéancier de décaissements ou d'un changement de devis sont enregistrés :

- en augmentation ou en réduction des actifs correspondants, dans la limite de leur valeur nette comptable, lorsque la contrepartie de la provision a été initialement enregistrée à l'actif (déconstruction des centrales en exploitation, gestion à long terme des déchets radioactifs issus de cette déconstruction et derniers cœurs) ;
- en résultat de la période dans les autres cas.

Une information détaillée sur les principes de détermination des provisions liées à la production nucléaire est fournie en note 28.

1.15.2 Autres provisions

Elles concernent notamment :

- les pertes des contrats pluriannuels d'achat et de vente d'énergie :
 - les pertes sur contrats d'achat d'énergie sont évaluées en comparant le coût d'achat défini par les conditions contractuelles au prix de marché prévisionnel,
 - les pertes sur contrats de vente d'énergie sont évaluées en comparant les recettes estimées selon les conditions contractuelles au coût de l'énergie à livrer ;
- les pertes latentes de change ;
- les risques liés aux filiales et participations ;
- les risques fiscaux ;
- les litiges ;
- les charges liées à la déconstruction des centrales thermiques et hydrauliques ;

6. ÉTATS FINANCIERS

Annexe aux comptes sociaux

- les dépenses de renouvellement des immobilisations en concessions relatives à la distribution publique d'électricité ;
- les provisions liées aux dispositifs environnementaux (voir note 1.19).

Dans des cas extrêmement rares, la description d'un litige ayant fait l'objet d'une provision pourrait ne pas être mentionnée dans les notes annexes aux états financiers, si une telle divulgation était de nature à causer à l'entreprise un préjudice sérieux.

1.16 AVANTAGES DU PERSONNEL

Conformément à la réglementation statutaire relative à la branche des Industries électriques et gazières (IEG), les agents d'EDF bénéficient d'avantages postérieurs à l'emploi (régimes de retraite, indemnités de fin de carrière...) ainsi que d'autres avantages à long terme (médailles du travail...).

1.16.1 Mode de calcul et comptabilisation des engagements liés au personnel

En application de l'avis n° 2000-A du Comité d'urgence du CNC publié le 6 juillet 2000 et repris à l'article 324-1 du règlement 2014-03 de l'ANC relatif au Plan Comptable Général, EDF a opté au 1^{er} janvier 2005, pour la comptabilisation des avantages postérieurs à l'emploi accordés au personnel.

Les engagements au titre des plans à prestations définies font l'objet d'évaluations actuarielles, en appliquant la méthode des unités de crédit projetées. Cette méthode consiste à déterminer les droits acquis par le personnel à la clôture en matière d'avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme, en tenant compte des perspectives d'évolution de salaires et des conditions économiques du pays.

Pour les avantages postérieurs à l'emploi, l'évaluation repose en particulier sur les méthodes et hypothèses suivantes, conformément à l'article 324-1 du règlement 2014-03 de l'ANC :

- l'âge de départ en retraite déterminé en fonction des dispositions applicables et des conditions nécessaires pour ouvrir un droit à une pension à taux plein ;
- les salaires en fin de carrière en intégrant l'ancienneté des salariés, le niveau de salaire projeté à la date de départ en retraite compte tenu des effets de progression de carrière attendus et d'une évolution estimée du niveau de retraites ;
- les effectifs prévisionnels de retraités déterminés à partir des taux de rotation des effectifs et des tables de mortalité ;
- le cas échéant, les réversions de pensions, dont l'évaluation associe la probabilité de survie de l'agent et de son conjoint, et le taux de matrimonialité relevé sur la population des agents des IEG ;
- le taux d'actualisation, fonction de la durée des engagements, déterminé à la date de clôture par référence au taux des obligations des entreprises de première catégorie, ou le cas échéant, au taux des obligations d'État, d'une durée cohérente avec celle des engagements sociaux.

Le montant de la provision tient compte de la valeur actuelle des actifs destinés à couvrir ces avantages, qui vient en minoration de l'évaluation des engagements.

Pour les avantages postérieurs à l'emploi, les gains et pertes actuariels excédant 10 % du plus haut des engagements et des actifs du régime (corridor) sont constatés en résultat sur la durée moyenne résiduelle de travail des salariés au sein de l'entreprise.

Pour les autres avantages à long terme, les écarts actuariels ainsi que l'ensemble du coût des services passés sont comptabilisés immédiatement dans la provision sans application de la règle du corridor.

La charge nette comptabilisée sur l'exercice au titre des engagements envers le personnel intègre :

- le coût des services rendus correspondant à l'acquisition de droits supplémentaires ;
- la charge d'intérêt nette, correspondant à la charge d'intérêt sur les engagements nette des produits correspondant au rendement prévu des actifs de couverture ;

- la charge ou le produit correspondant aux écarts actuariels sur les avantages à long terme et à l'amortissement des écarts actuariels positifs ou négatifs sur avantages postérieurs à l'emploi ;
- le coût des services passés, incluant la charge ou le produit lié aux modifications/liquidations des régimes ou à la mise en place de nouveaux régimes.

1.16.2 Engagements concernant les avantages postérieurs à l'emploi

Suite à la réforme du financement du régime spécial des IEG entrée en vigueur au 1^{er} janvier 2005, le fonctionnement du régime spécial de retraite, mais également des régimes d'accidents du travail - maladies professionnelles, et du régime d'invalidité et de décès, est assuré par la Caisse Nationale des IEG (CNIEG).

Créée par la loi du 9 août 2004, la CNIEG est un organisme de sécurité sociale de droit privé, doté de la personnalité morale et placé sous la tutelle de l'État en particulier, et de manière conjointe, des ministres chargés du Budget, de la Sécurité sociale et de l'Énergie.

Compte tenu des modalités de financement mises en place par cette même loi, des provisions pour engagements de retraite sont comptabilisées par EDF au titre des droits non couverts par les régimes de droit commun (CNAV, AGIRC et ARRCO) auxquels le régime des IEG est adossé, ou par la Contribution Tarifaire d'Acheminement prélevée sur les prestations de transport et de distribution de gaz et d'électricité.

Du fait de ce mécanisme d'adossement, toute évolution (favorable ou défavorable au personnel) du régime de droit commun non répercutée au niveau du régime des IEG, est susceptible de faire varier le montant des provisions constituées par EDF au titre de ses engagements.

Les engagements provisionnés au titre des retraites comprennent :

- les droits spécifiques des agents des activités non régulées ou concurrentielles ;
- les droits spécifiques acquis par les agents à compter du 1^{er} janvier 2005 pour les activités régulées (distribution publique d'électricité insulaire), les droits acquis antérieurement à cette date étant financés par la Contribution Tarifaire d'Acheminement.

L'évaluation tient également compte des frais de gestion de la CNIEG qui sont à la charge de l'entreprise, cette dernière assurant la gestion et le versement des pensions auprès des inactifs.

Par ailleurs, en complément des retraites, d'autres avantages sont consentis aux inactifs des IEG. Ils se détaillent comme suit :

- les avantages en nature énergie : l'article 28 du statut national du personnel des IEG prévoit que les agents inactifs bénéficient des mêmes avantages en nature que les agents actifs. Dans ce cadre, comme les agents actifs, ils disposent de tarifs préférentiels sur l'électricité et le gaz naturel. L'engagement relatif à la fourniture d'énergie aux agents d'EDF et de Engie correspond à la valeur actuelle probable des kWh à fournir aux agents ou à leurs ayants droit, pendant la phase de retraite valorisée sur la base du coût de revient unitaire. À cet élément s'ajoute la soule représentant le prix de l'accord d'échange d'énergie avec Engie ;
- les indemnités de fin de carrière : elles sont versées aux agents qui deviennent bénéficiaires d'une pension statutaire de vieillesse ou aux ayants droit en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent. Ces engagements sont couverts en quasi-totalité par un contrat d'assurance ;
- le capital décès : il a pour but d'apporter une aide financière relative aux frais engagés lors du décès d'un agent statutaire en inactivité ou en invalidité (article 26 - § 5 du Statut National). Il est versé aux ayants droit prioritaires des agents décédés (indemnité statutaire correspondant à trois mois de pension plafonnés) ou à un tiers ayant assumé les frais d'obsèques (indemnité bénévole correspondant aux frais d'obsèques) ;
- les indemnités de congés exceptionnels de fin de carrière : tous les agents pouvant prétendre à une pension statutaire de vieillesse à jouissance immédiate, âgés d'au moins 55 ans à la date de leur départ en inactivité, bénéficient, au cours des douze derniers mois de leur activité, d'un total de 18 jours de congés exceptionnels ;

- les autres avantages comprennent l'aide aux frais d'études, le compte-épargne jours retraite ainsi que le régime de retraite du personnel détaché hors de sociétés relevant des IEG.

1.16.3 Engagements concernant les autres avantages à long terme

Ces avantages concernent les agents en activité et comprennent :

- les rentes pour incapacité, invalidité, accidents du travail et maladies professionnelles. À l'instar des salariés relevant du régime général, les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des accidents du travail et des maladies professionnelles, de rentes et de prestations d'invalidité et d'incapacité. Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles réversions ;
- les médailles du travail ;
- les prestations spécifiques pour les salariés ayant été en contact avec l'amiante.

1.17 INSTRUMENTS DÉRIVÉS

EDF utilise des instruments dérivés dans le but de minimiser l'impact des risques de change et de taux d'intérêt.

Ces instruments dérivés court terme et long terme sont constitués de dérivés de taux ou de change.

Les dérivés conclus à des fins de couverture corrigent le résultat de change et la charge ou le produit d'intérêts de l'actif ou du passif correspondant. Si le risque de change est totalement couvert, aucune provision n'est enregistrée. S'il n'est que partiellement couvert, la perte latente de change non couverte est provisionnée en totalité.

Pour les autres instruments, en l'absence de mise en place d'une relation de couverture, une provision est constatée pour les pertes latentes. Les gains latents ne sont pas pris en compte.

Les instruments en portefeuille à la date de clôture sont inscrits dans les engagements hors bilan financiers pour la valeur nominale des contrats.

1.18 CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES

Les instruments financiers à terme sur matières premières sont négociés dans une optique de couverture. Les gains et pertes réalisés sur ces opérations sont reconnus en chiffre d'affaires ou en coût d'achats d'énergie, selon la nature des éléments couverts.

Les instruments en portefeuille à la date de clôture sont inscrits dans les engagements hors bilan financiers pour les quantités à livrer et à recevoir au titre des contrats.

1.19 ENVIRONNEMENT

1.19.1 Droits d'émission de gaz à effet de serre

Le dispositif en vigueur est décrit en note 40.1.

EDF applique les modalités de comptabilisation des droits d'émission conformément au règlement n° 2012-03 du 4 octobre 2012 de l'Autorité des Normes Comptables, repris aux articles 615-1 à 615-22 du règlement 2014-03 de l'ANC.

Le traitement comptable des droits d'émission est conditionné par leur intention de détention. Deux modèles économiques, coexistants chez EDF, sont développés.

Les droits d'émission détenus dans le cadre du modèle « Négoce » sont comptabilisés en stocks à leur coût d'acquisition. Une dépréciation est comptabilisée lorsque la valeur actuelle des droits d'émission est inférieure à la valeur comptable.

Les droits d'émission détenus pour se conformer aux exigences de la réglementation relative aux émissions de gaz à effet de serre (modèle « Production ») sont comptabilisés en stocks, au coût d'acquisition, et évalués selon la méthode du « Premier entré premier sorti ». Une dépréciation de stocks est enregistrée lorsque le coût de production de l'électricité, dans lequel le coût des droits est incorporé, est supérieur à la valeur actuelle de cette électricité. À la clôture, un principe de « présentation nette » est appliqué :

- un actif (stock) est comptabilisé si les émissions de gaz à effet de serre en quantité sont inférieures au nombre de droits d'émission détenus en portefeuille. Il correspond aux droits d'émission disponibles pour couvrir les futures émissions de gaz à effet de serre ;
- un passif (provision) est enregistré dans le cas contraire, à hauteur des droits restant à acquérir pour couvrir les émissions déjà réalisées, évalués à la valeur d'acquisition contractualisée pour les achats à terme et livrables avant la restitution, et à la valeur de marché pour le solde.

Le principe de position nette suppose que les droits d'émission détenus en portefeuille seront ceux utilisés pour compenser les émissions déjà produites. Toutefois, le caractère fongible des droits au sein d'EDF doit être nuancé au regard de l'absence de transfert de ces droits entre les activités insulaires et continentales. Ceci peut conduire à l'enregistrement concomitant d'un actif et d'un passif.

1.19.2 Certificats d'économies d'énergie

Le dispositif en vigueur est décrit en note 40.2.

EDF applique les modalités de comptabilisation des certificats d'économies d'énergie conformément au règlement n° 2012-04 du 4 octobre 2012 de l'Autorité des Normes Comptables, repris aux articles 616-1 à 616-25 du règlement 2014-03 de l'ANC.

Les certificats d'économies d'énergie sont détenus par EDF afin de se conformer aux exigences de la réglementation relative aux économies d'énergie. En conséquence, EDF applique le modèle « Économies d'énergie » défini par le règlement de l'ANC.

Les certificats obtenus ou en cours d'obtention sont enregistrés en stocks à leur coût de production/d'acquisition et évalués selon la méthode du « Premier entré premier sorti ».

À la date d'arrêté, une position nette est présentée dans les comptes :

- un actif (stock) est comptabilisé si les économies d'énergie réalisées sont supérieures aux obligations d'économies d'énergie. Le stock correspond aux certificats acquis, obtenus ou en cours d'obtention permettant de garantir les obligations futures d'économies d'énergie. Il est consommé au fur et à mesure de la réalisation de ventes d'énergie générant l'obligation d'économies d'énergie ou ;
- un passif (provision) est comptabilisé si les économies d'énergie réalisées sont inférieures aux obligations d'économies d'énergie. Le passif correspond au coût des actions restant à engager pour éteindre les obligations liées aux ventes d'énergie réalisées. Il est éteint ultérieurement par la réalisation des dépenses d'économies d'énergie permettant l'obtention des certificats, ou par l'achat des certificats.

NOTE 2 OPÉRATIONS ET ÉVÈNEMENTS MAJEURS DE L'EXERCICE

2.1 AUGMENTATION DE CAPITAL D'EDF SA

Le 30 mars 2017, EDF a réalisé une augmentation de capital en numéraire avec maintien du droit préférentiel de souscription des actionnaires.

L'augmentation de capital (prime d'émission incluse) d'un montant brut de 4 018 millions d'euros s'est traduite par l'émission de 632 741 004 actions nouvelles au prix unitaire d'émission de 6,35 euros. Ce montant se décompose de la façon suivante :

- 316 millions d'euros d'augmentation du capital social ;
- 3 702 millions d'euros d'augmentation brute de la prime d'émission.

Les frais d'émission (nets d'impôts) sont comptabilisés en diminution de la « Prime d'émission ».

Conformément à son engagement, l'État français a souscrit 3 milliards d'euros, soit environ 75 % de l'augmentation de capital et détient 83,10 % du capital social de la Société après réalisation de l'augmentation de capital. La dilution de l'État français se traduit par un élargissement du flottant, la part détenue par le public (dont l'actionnariat salarié) dans le capital social de la Société étant portée de 14,25 % à 16,81 %, après réalisation de l'augmentation de capital.

2.2 ACQUISITION DE 75,5 % DE FRAMATOME

Suite à l'approbation de leurs conseils d'administration respectifs les 13 et 14 décembre dernier, AREVA SA et EDF ont signé le 22 décembre 2017 les accords engageants définitifs fixant les termes de la cession au 31 décembre 2017, d'une participation conférant à EDF le contrôle majoritaire d'une entité (« New NP ») filiale à 100 % d'AREVA NP, qui regroupe les activités industrielles, de conception et de fourniture de réacteurs nucléaires et d'équipements, d'assemblages combustible et de service à la base installée de l'ex Groupe AREVA.

Selon ces accords, la prise de participation d'EDF à hauteur de 75,5 % du capital de New NP a été établie sur la base d'une valorisation ajustée de 2,47 milliards d'euros (pour 100 % du capital), sans reprise de dette financière. Ce prix correspond à un multiple d'EBITDA 2017 prévisionnel de 8x⁽¹⁾.

Ce montant est susceptible d'être ajusté à la hausse comme à la baisse sur la base de comptes définitifs à la date de réalisation de l'opération (31 décembre 2017), lorsque ceux-ci seront établis. Il pourra également faire l'objet, en fonction de l'atteinte de certains objectifs de performance mesurés postérieurement à la date de réalisation, d'un éventuel complément de prix d'un montant pouvant atteindre au maximum 245 millions d'euros. Enfin, EDF bénéficie de clauses de garantie de passif.

Les contrats relatifs au projet d'EPR Olkiluoto 3 et les moyens nécessaires à l'achèvement du projet, ainsi que certains contrats relatifs à des pièces forgées dans l'usine du Creusot, sont exclus du périmètre repris par EDF et restent au sein d'AREVA NP, dans le périmètre d'AREVA SA.

La signature des accords engageants du 22 décembre 2017 est intervenue suite à l'avis positif émis par le collège de l'Autorité de Sécurité Nucléaire (ASN) le 28 juin 2017 sur la mise en service de la cuve du réacteur EPR de Flamanville 3, EDF ayant en effet décidé, le 12 juillet 2017, de lever la condition suspensive relative à l'absence d'anomalie sur le circuit primaire pour ce qui concerne la ségrégation carbone identifiée dans les pièces de la cuve de ce réacteur.

Cette signature a fait suite également à la réalisation et aux conclusions satisfaisantes des audits qualité réalisés dans les usines du Creusot, de Saint-Marcel et de Jeumont, s'agissant des contrats repris par New NP. Pour ces contrats, EDF reste en tout état de cause garanti par AREVA SA de tout risque résiduel résultant de ces audits.

Le 31 décembre 2017, EDF a finalisé l'acquisition de 75,5 % de Framatome.

Concomitamment à la réalisation effective de la transaction entre EDF et AREVA SA, Mitsubishi Heavy Industries Ltd et Assystem, sont respectivement entrés au capital de Framatome à hauteur de 19,5 % et 5 %.

Les mécanismes d'immunisation et les garanties définies dans le contrat de cession définitif signé avec EDF le 22 décembre 2017 s'appliquent également à Mitsubishi Heavy Industries Ltd et Assystem.

Enfin, les trois nouveaux associés de New NP ont décidé la modification de la dénomination sociale de New NP, dénommée Framatome depuis le 4 janvier 2018.

Le 3 février 2018, la société Teollisuuden Voima (TVO) a déposé devant le Tribunal de l'Union européenne un recours en annulation à l'encontre de la décision de la Commission européenne du 29 mai 2017, autorisant le rachat par EDF de Framatome au titre du contrôle des concentrations. L'avis de recours, dans lequel devraient figurer les moyens et principaux arguments soulevés par TVO, dont EDF ne connaît pas la teneur à ce stade, n'a pas encore été publié au Journal Officiel de l'Union européenne.

2.2.1 Historique des opérations

EDF et AREVA SA ont signé le 30 juillet 2015, un protocole d'accord non engageant formalisant l'état d'avancement des discussions relatives à leur projet de partenariat. Ce protocole comportait trois volets :

- l'acquisition par EDF du contrôle exclusif d'AREVA NP. Dans ce cadre, il était prévu un contrôle majoritaire d'AREVA NP par EDF, la participation d'AREVA SA à hauteur d'un maximum de 25 % dans le cadre d'un partenariat stratégique, et potentiellement la participation d'autres partenaires minoritaires ;
- la création d'une société dédiée (créée le 17 mai 2017 et qui se dénomme Edvance), détenue à hauteur de 80 % par EDF et de 20 % par AREVA NP (et maintenant Framatome), destinée à optimiser les activités de conception et de réalisation de projets d'îlots nucléaires et de contrôles commandes des nouveaux projets en France et à l'international ;
- la conclusion d'un accord de partenariat stratégique et industriel global.

Un nouveau protocole non engageant a été signé entre les mêmes parties le 28 juillet 2016 actant notamment de l'accord du Conseil d'administration d'EDF sur la valorisation définitive des activités destinées à être acquises par EDF et prenant en compte les faits nouveaux intervenus depuis début 2016 qui étaient :

- l'issue négative des discussions avec TVO sur le schéma initial envisagé pour l'immunisation totale d'EDF contre les risques induits par le projet Olkiluoto 3 (OL3), aboutissant à l'élaboration du nouveau schéma d'organisation suivant : création d'une société New NP, dont EDF acquerrait le contrôle exclusif et qui reprendrait les contrats détenus par AREVA NP, hors le contrat OL3 et certains autres contrats présentant des risques dont EDF entendait se prémunir (confère point suivant) ;
- les non-qualités apparues dans l'usine AREVA NP du Creusot, qu'il s'agisse de la maîtrise insuffisante de la concentration en carbone (« ségrégation ») ou de la présence d'anomalies dans les dossiers de suivi de fabrication conduisant le nouveau protocole à poser les principes d'immunisation et de protection d'EDF vis-à-vis des conséquences de ces anomalies : non-transfert des contrats échus à New NP, indemnités spécifiques et garantie générale, conditions suspensives pour la réalisation de l'acquisition liées aux résultats d'audits qualité ;
- AREVA NP resterait une filiale à 100 % d'AREVA SA, et conserverait ses contrats, hors ceux transférés à New NP.

En conformité avec les termes de ce protocole, un contrat de cession d'actions a été signé le 15 novembre 2016 entre EDF SA d'une part, AREVA SA et AREVA NP d'autre part.

La réalisation de la transaction, restait notamment soumise à :

- l'obtention de conclusions favorables de l'ASN au sujet des résultats des essais concernant le circuit primaire du réacteur de Flamanville 3 ;
- la finalisation et la conclusion satisfaisante des audits qualité dans les usines du Creusot, de Saint-Marcel et de Jeumont ;
- l'approbation des autorités compétentes en matière de contrôle des concentrations.

(1) EBITDA normalisé pro forma du périmètre repris, hors grands projets.

2.2.2 Activités de Framatome

Les activités du nouveau groupe Framatome sont principalement :

- des activités industrielles de conception, de fabrication et d'installation de composants de centrales nucléaires pour le parc existant comme dans le cadre de la gestion de grands projets de nouveaux réacteurs ;
- des activités de services, permettant d'améliorer la disponibilité et la compétitivité des installations nucléaires, tout en renforçant les conditions de sûreté des chaudières au travers notamment de la réalisation de systèmes d'instrumentation et de contrôle ;
- des activités de fabrication d'assemblages de combustibles nucléaires pour des clients électriciens ainsi que pour certains réacteurs de recherche.

Ces activités sont exercées au travers de six *business units* implantées majoritairement en France, en Allemagne et aux États-Unis :

- *Direction Technique et Ingénierie* : développement, conception, certification et *licensing* des chaudières et services associés ;
- *Grands projets* : gestion et exécution, depuis l'ingénierie jusqu'à la mise en service, des projets de nouvelles constructions de réacteurs nucléaires ;
- *Services à la Base Installée* : maintenance et services d'ingénierie pour les flottes nucléaires existantes et en construction ;
- *Combustible* : développement, conception, *licensing* et fabrication d'assemblages de combustibles et de composants pour les réacteurs REP, REB et les réacteurs de recherche, développement de produits en zirconium ;
- *Composants* : conception et fabrication des composants lourds et mobiles de centrales nucléaires ;
- *Contrôles-Commandes (I&C)* : conception et fabrication des systèmes d'instrumentation et de contrôle pour la sûreté des chaudières en opération et des nouvelles constructions.

EDF était un client significatif de Framatome avant l'acquisition finalisée le 31 décembre 2017 et le restera après cette acquisition (voir note 39 sur les parties liées).

EDF fait notamment appel à Framatome pour la fabrication de ses assemblages de combustible, et pour des opérations de maintenance de centrales et d'achat d'équipements (fourniture et installation de générateurs de vapeur, etc.).

Framatome est également fournisseur d'EDF de l'étude à la mise en service, pour la chaudière et les contrôles commandes des nouveaux réacteurs EPR en construction de Flamanville 3 et d'Hinkley Point C.

2.2.3 Traitements dans les comptes sociaux

L'acquisition de la participation d'EDF dans Framatome est intervenue le 31 décembre 2017.

Cette opération s'est traduite par l'acquisition de 98 805 807 actions, représentant 75,5 % du capital de la Société pour un montant de 1 894 millions d'euros y compris frais d'acquisition. Ces titres sont classés au bilan en titres de participation (voir note 18). Par ailleurs, la réalisation de cette opération a également des impacts sur les engagements hors bilan (voir note 36).

2.3 PRÉCISIONS SUR LE PROJET HINKLEY POINT C

La revue des coûts et du calendrier du projet HPC, entreprise après la décision finale d'investissement de septembre 2016 par EDF en interaction avec les équipes de la société de projet (NNB), présente les conclusions suivantes :

- le jalon du premier béton de sûreté nucléaire du bâtiment de la tranche 1, prévu mi-2019, est confirmé dès lors que le design définitif, dont le calendrier est tendu, aura bien été arrêté fin 2018 ;
- les coûts à terminaison du projet sont désormais estimés à 19,6 milliards de livres sterling 2015⁽¹⁾, en augmentation de 1,5 milliard de livres sterling 2015 par rapport aux évaluations précédentes. Cette estimation intègre la réussite de plans d'actions opérationnels, en partenariat avec les fournisseurs. Les surcoûts⁽²⁾ estimés résultent essentiellement d'une meilleure appréhension du design, adapté aux demandes des régulateurs, du volume et du séquençement des travaux sur site et de la mise en place progressive des contrats fournisseurs. Le taux de rentabilité prévisionnel (TRI) pour EDF est désormais estimé à environ 8,5 % contre environ 9 % initialement ;
- par ailleurs, le risque de report de la livraison (COD) est estimé à 15 mois pour la tranche 1 et à 9 mois pour la tranche 2. Ce risque induirait un coût supplémentaire potentiel de l'ordre de 0,7 milliard de livres sterling 2015. Dans cette hypothèse le TRI pour EDF serait d'environ 8,2 %.

La société de projet NNB, dans le respect de ses règles de gouvernance, va étudier et mettre en place les recommandations de la revue.

Le *management* du projet est mobilisé sur l'objectif initial de livraison de la tranche à fin 2025, et sur l'identification et la mise en place des plans d'actions destinés à réduire les coûts et les risques.

2.4 FINALISATION DE LA CESSION DE 49,9 % DE CTE

Le 14 décembre 2016, EDF, la Caisse des Dépôts et CNP Assurances avaient conclu un accord engageant pour l'acquisition par la Caisse des Dépôts et CNP Assurances de 49,9 % du capital de Réseau de Transport d'Électricité⁽³⁾ (RTE), et les modalités d'un partenariat long terme pour favoriser le développement de RTE.

La valorisation définitive agréée était fixée à 8 200 millions d'euros pour 100 % des fonds propres de RTE.

Le schéma retenu avait conduit EDF à transférer le 23 décembre 2016 la totalité des titres de RTE à une nouvelle entreprise à ce stade dénommée C25, en contrepartie de titres de la société C25 pour 5 143 millions d'euros et 2 667 millions d'euros de numéraire.

Au 31 décembre 2016, cette opération s'était traduite par la constatation d'une plus-value de cession pour un montant de 3 780 millions d'euros enregistrée en résultat exceptionnel (voir note 2.5 des comptes sociaux 2016). La participation d'EDF dans C25 était classée au bilan en titres de participation pour la part conservée par EDF à l'issue de l'opération (50,1 %) et en TIAP pour la part cédée en 2017 à la Caisse des Dépôts/CNP Assurances (49,9 %).

Le 31 mars 2017, EDF a finalisé avec la Caisse des Dépôts et CNP Assurances la cession de 49,9 % du capital de la Coentreprise de transport d'électricité (ci-après, désignée « CTE ») (ex C25), détenant la totalité des titres de RTE depuis décembre 2016.

Au terme de la transaction, EDF, la Caisse des Dépôts et CNP Assurances sont coactionnaires de CTE, avec une participation de 50,1 % pour EDF, 29,9 % pour la Caisse des Dépôts et 20 % pour CNP Assurances.

La finalisation de l'opération s'est traduite par une plus value de cession pour un montant de 388 millions d'euros comptabilisée en résultat exceptionnel (voir note 14) au 31 décembre 2017.

Au 31 décembre 2017, la participation d'EDF à hauteur de 50,1 % dans CTE est classée au bilan en titres de participation pour un montant de 2 705 millions d'euros.

Conformément au décret n°2016-1781 du 19 décembre 2016, l'intégralité de la participation détenue par EDF dans la société CTE, soit 50,1 % est désormais affectée aux actifs dédiés (voir note 38.2.3).

(1) Hors intérêts intercalaires et hors effet de change par rapport à un taux de change de référence du projet de 1 livre = 1,23 euros.

(2) Nets des plans d'actions.

(3) Soit une prise de participation de Caisse des Dépôts et CNP Assurances à hauteur de 29,9 % et 20 % du capital respectivement.

2.5 ÉMISSIONS D'OBLIGATIONS SAMOURAÏ DE 137 MILLIARDS DE YENS

Le 20 janvier 2017, EDF a levé 137 milliards de yens, soit environ 1,1 milliard d'euros, à travers 4 obligations senior sur le marché japonais (« obligations Samouraï ») de maturité 10 ans et au-delà :

- obligation de 107,9 milliards de yens, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 1,088 % ;
- obligation verte de 19,6 milliards de yens, d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 1,278 % ;
- obligation verte de 6,4 milliards de yens, d'une maturité de 15 ans avec un coupon fixe de 1,569 % ;
- obligation de 3,1 milliards de yens, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 1,870 %.

Avec l'émission de deux tranches vertes, d'un montant total de 26 milliards de yens qui seront dédiés au financement de ses investissements renouvelables, EDF ouvre le marché Samouraï *Green* et continue ainsi de participer activement au développement des *Green Bonds* comme outils de financement de la transition énergétique.

2.6 INCONSTITUTIONNALITÉ DE LA CONTRIBUTION DE 3 % SUR LES REVENUS DISTRIBUÉS

La contribution sur les revenus distribués, instaurée en 2012, impose les sociétés qui effectuent des distributions en numéraire à hauteur de 3 % des sommes distribuées.

À la suite de procédures contentieuses, le Conseil constitutionnel a jugé le 6 octobre dernier que cette contribution était inconstitutionnelle car elle portait atteinte aux principes d'égalité devant la loi et les charges publiques dans la mesure où elle créait des différences de traitement fiscal sur la seule base de l'origine (et la nature) du bénéfice distribué.

EDF avait déposé des réclamations pour 213 millions d'euros au titre des exercices 2013 à 2017 et a comptabilisé en 2017 un produit d'impôt sur les sociétés afférent pour 247 millions d'euros incluant 34 millions d'euros d'intérêts moratoires. Fin décembre 2017, EDF a reçu de l'État un remboursement partiel de ces réclamations à hauteur de 235 millions d'euros.

NOTE 3 ÉVOLUTIONS RÉGLEMENTAIRES SURVENUES AU COURS DE L'EXERCICE

3.1 TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTES D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE (TRV)

Tarifs bleus

Depuis le 8 décembre 2015 conformément à la loi NOME (article L. 337-4, L. 337-13 du Code de l'énergie), la CRE est en charge de transmettre aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie ses propositions motivées de Tarifs Réglementés de Vente d'électricité. L'absence d'opposition de ces derniers dans un délai de trois mois vaut approbation.

Le mouvement tarifaire de l'été 2017 a eu lieu conformément à ce processus : par décision du 27 juillet 2017, confirmant la délibération de la CRE du 6 juillet 2017, les tarifs réglementés Bleu Résidentiels et Non Résidentiels (HT) ont augmenté de +1,7 % au 1^{er} août 2017.

Par ailleurs, lors de la préparation du mouvement tarifaire 2017, la CRE a fait procéder à un audit de l'affectation des coûts commerciaux d'EDF afin de vérifier l'application de la méthodologie garantissant que les TRV ne supportaient pas les coûts de développement des offres de marché proposées par EDF. Ce point a été confirmé publiquement dans la délibération de la CRE du 6 juillet 2017 portant proposition de mouvement tarifaire.

Les mouvements tarifaires de 2016 et 2017 font l'objet de recours introduits devant le Conseil d'État par l'Anode et Engie.

3.2 COMPENSATION DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE L'ÉNERGIE (CSPE)

Cadre légal et réglementaire

Le mécanisme de compensation des charges de Service Public de l'Énergie est issu d'une réforme établie par la loi de finances rectificative 2015, publiée au Journal officiel le 30 décembre 2015. Le cadre législatif et réglementaire prévoit l'inscription en loi de finances, dès 2016, des charges de service public de l'énergie (électricité et gaz) à compenser *via* deux comptes du budget de l'État. Ainsi, dans la continuité de l'année 2017, la loi de finances initiale pour 2018 prévoit au titre des charges de l'année 2018 :

- un compte d'affectation spéciale « Transition énergétique » (CAS) doté d'un montant de 7,2 milliards d'euros, et destiné principalement à la compensation des surcoûts des contrats d'obligations d'achat des EnR et de biogaz pour l'ensemble des opérateurs, au paiement de l'annuité de remboursement du déficit cumulé dû à EDF, et au remboursement des avances aux industriels bénéficiant avant 2016 de plafonnements de taxe CSPE ;
- un compte « Service public de l'énergie » du budget général doté d'un montant de 3 milliards d'euros pour compenser les charges de solidarité des fournisseurs de gaz et d'électricité, les coûts liés aux obligations d'achat hors EnR (cogénération essentiellement) et les charges liées à la péréquation tarifaire dans les Zones Non Interconnectées. Les intérêts associés au déficit cumulé dû à EDF sont également financés *via* le budget général ;
- à noter, à partir de 2018, la disparition progressive des Tarifs de Première Nécessité (TPN électricité) et des Tarifs Spéciaux de Solidarité (gaz), qui seront remplacés par le chèque-énergie, dont la charge n'est pas supportée par EDF SA mais est cependant budgétée par l'État dans le programme « Service Public de l'Énergie ». EDF supportera néanmoins des charges en 2018 au titre des délais de facturation du TPN 2017.

Le financement du mécanisme est en 2018, assuré comme suit :

- les charges liées à la transition énergétique, qui correspondent aux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables, ainsi qu'au remboursement du déficit de compensation « historique » au 31 décembre 2015 supporté par EDF, sont inscrites en dépenses d'un compte d'affectation spéciale (CAS) « transition énergétique » créé par la loi de finances rectificative pour 2015. La loi n°2016-1917 du 29 décembre 2016 de finances pour 2017 prévoit que les deux recettes abondent le CAS sous une fraction de la taxe intérieure sur les houilles, les lignites et les coques (TICC) ainsi qu'une fraction de la taxe intérieure sur les produits énergétiques (TICPE). La loi de finances pour 2018 substitue à ces

pourcentages de TICC et de TICPE un montant afin de s'affranchir des aléas de prévisions de rendement de ces taxes ainsi qu'un élargissement des recettes du CAS qui intégrera les revenus tirés de la mise aux enchères des garanties d'origine prévue à l'article L. 314-14-1 du Code de l'énergie ;

- les autres charges de service public - hors charges liées aux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables - (précarité, péréquation tarifaire dans les ZNI, cogénération, budget du médiateur de l'énergie, etc.) sont inscrites directement au budget général ;
- les recettes de la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité, renommée « Contribution au Service Public de l'Électricité » (CSPE) sont reversées directement au budget général. La CSPE est perçue directement auprès des consommateurs finals d'électricité sous la forme d'un prélèvement additionnel sur le prix de vente de l'électricité (et collectée par les fournisseurs) ou directement auprès des producteurs qui produisent de l'électricité pour leurs propres besoins.

Le niveau de la CSPE est fixé au même niveau en 2018, qu'en 2017 à 22,5 €/MWh pour le taux plein, et entre 7,5 €/MWh et 0,5 €/MWh pour sept niveaux de tarifs réduits déterminés sur des critères d'électro-intensivité, de catégorie d'activité et de risque de fuite carbone des installations (risque de délocalisation d'industries vers des pays émettant plus de gaz à effet de serre en raison de leur mix électrique).

Les coûts liés à la conclusion et à la gestion des contrats d'obligation d'achat sont en 2018, éligibles à compensation comme c'était déjà le cas en 2017, pour un montant annuel de l'ordre de 45 millions d'euros.

Par ailleurs, la loi de finance rectificative pour 2017 a ajusté à la baisse les compensations versées par l'État au titre des charges de service public en 2017 : celles-ci avaient en effet fortement diminué en raison de la hausse du prix du marché de l'électricité entre la vision de juillet 2016 pour 2017 et la vision de juillet 2017 pour 2017 : cela a donc mécaniquement fait diminuer l'écart entre le tarif d'achat et le prix de valorisation de l'électricité sur le marché.

Charges de service public d'EDF

Le montant des charges à compenser à EDF (hors annuité de remboursement et intérêts associés) au titre de l'année 2017 s'élève à 6 558 millions d'euros, en légère hausse par rapport à 2016 en raison de l'augmentation de la production éolienne et photovoltaïque.

Les montants encaissés pendant l'année 2017 (hors annuité de remboursement et intérêts associés), s'établissent à 7 065 millions d'euros, en hausse par rapport à 2016.

Cette hausse s'explique principalement par la décision de l'État de décaler de décembre 2016 à janvier 2017 le versement à EDF de 414 millions d'euros de compensations en provenance du CAS « Transition énergétique ». Un arrêté de report de crédit du 28 mars 2017 a permis d'ajuster les conséquences de ce décalage sur les crédits du CAS « Transition énergétique » pour l'année 2017.

Par ailleurs, la créance d'EDF liée au déficit cumulé de compensation, qui s'élevait à 5 780 millions d'euros au 31 décembre 2015, a fait l'objet d'un échéancier de remboursement qui est inscrit dans l'arrêté du 13 mai 2016, modifié le 2 décembre 2016. Cet échéancier prévoit un remboursement total de cette créance d'ici 2020. Par ailleurs, EDF a titrisé le 22 décembre 2016 une partie de cette créance (1,5 milliard d'euros) sous la forme d'une cession Daily bancaire auprès de deux groupes de cessionnaires, cession acceptée par l'État. En conséquence, depuis le 1^{er} janvier 2017, EDF perçoit une quote-part de 73,6 % des flux payés par l'État pour rembourser la créance inscrite dans l'échéancier de remboursement, le reliquat étant directement versé aux cessionnaires.

À fin décembre 2017, l'État avait versé 881 millions d'euros sur les 904 millions d'euros dus au titre de 2017. Les 23 millions d'euros restants ont été versés le 2 janvier 2018.

Enfin, conformément au décret n° 2016-158 du 18 février 2016 relatif à la compensation des charges de service public de l'énergie, la CRE a publié le 13 juillet 2017 la délibération constatant les charges de service public au titre de 2016 (6 345 millions d'euros), la nouvelle prévision des charges au titre de 2017 (6 698 millions d'euros) et la prévision des charges au titre de 2018 (7 390 millions d'euros).

3.3 MÉCANISME DE CAPACITÉ

Le 13 novembre 2015, la Commission européenne a ouvert une enquête approfondie au regard des règles européennes sur les aides d'État portant sur le projet de mécanisme de capacité français.

Le 8 novembre 2016, la Commission européenne a autorisé le projet français de mécanisme de capacité. Au cours de l'enquête, la France a accepté de modifier le mécanisme comme suit : introduction de contrats de long-terme (7 ans) pour les nouvelles capacités, prise en compte des capacités étrangères et mesures visant à empêcher toute manipulation du marché.

S'agissant de la capacité relative à l'année 2017, deux sessions de marché ont été organisées par EPEX Spot le 15 décembre 2016 et le 27 avril 2017. Les volumes échangés et les prix entre obligés (acheteurs de capacités) et exploitants (vendeurs de capacités) se sont élevés à 22,6 GW en décembre 2016 pour un prix de 10 €/kW (prix de référence marché pour l'année 2017) et 0,5 GW en avril 2017 pour un prix de 10,42 €/kW.

Le prix de la capacité est répercuté dans les contrats des clients du fournisseur EDF, comme dans ceux des autres fournisseurs. Pour les clients en offre de marché, le prix de la capacité est d'ores et déjà inclus dans la facturation. Pour les clients aux tarifs réglementés de vente, le coût de la capacité a été pris en compte dans le mouvement tarifaire d'août 2017.

S'agissant de la capacité relative à l'année 2018, de nouvelles sessions de marché ont eu lieu en novembre 2017 (10,96 GW échangés à un prix de 9,31 €/kW) et décembre 2017 (10,25 GW échangés à un prix de 9,38 €/kW), déterminant le prix de référence marché pour l'année 2018 à 9,34 €/kW.

En décembre 2017 s'est également tenue la première enchère de capacité relative à l'année 2019, pour un volume de 1,22 GW à un prix de 13 €/kW.

En 2018, des sessions complémentaires auront lieu portant sur les années 2017 et 2018 (rééquilibrage des acteurs) et sur les années ultérieures (2019 à 2022).

3.4 TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE DE GAZ EN FRANCE (TRV)

Par une décision du 19 juillet 2017, le Conseil d'État a annulé le décret du 16 mai 2013 relatif aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel au motif que le maintien de tels tarifs est contraire au droit de l'Union européenne. En effet, les TRV gaz ne remplissent pas les conditions posées par la directive 2009/73/CE et, plus particulièrement, ne poursuivent aucun objectif d'intérêt économique général.

Cette décision n'a toutefois eu pour effet que d'annuler le décret contesté et non les dispositions réglementaires du Code de l'énergie relatives aux TRV gaz en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2016.

En l'état, donc, les TRV gaz demeurent tant que le Premier ministre n'a pas procédé à l'abrogation de ces dispositions.

3.5 CERTIFICAT D'ÉCONOMIE D'ÉNERGIE (CEE) : MISE EN PLACE DE LA QUATRIÈME PÉRIODE (2018-2020)

Le décret n° 2017-690 du 2 mai 2017 pris par le ministère de l'Environnement, de l'énergie et de la mer et publié au Journal officiel le 3 mai 2017 fixe le niveau d'obligation pour la quatrième période d'obligations d'économies d'énergie s'étendant du 1^{er} janvier 2018 au 31 décembre 2020. Celui-ci relève fortement le niveau global des obligations sur les trois années de cette période : 1 200 TWhc pour les obligations dites « classiques » et 400 TWhc pour les obligations devant être réalisées au profit de ménages en situation de précarité, versus respectivement 700 TWhc et 150 TWhc pour la période précédente.

Pour satisfaire cette obligation, les vendeurs d'énergie disposent de trois sources d'approvisionnement : l'accompagnement des consommateurs dans leurs opérations d'efficacité énergétique, le financement de programmes CEE approuvés par le ministère et les achats de certificats à des acteurs éligibles. L'avance éventuellement prise sur la période précédente (stock de CEE) contribue également à éteindre l'obligation. En cas de déficit en fin de période, les acteurs obligés doivent acquitter auprès du Trésor Public la pénalité libératoire prévue à l'article L. 221-4 du Code de l'énergie dont le montant (15 €/MWhc manquant) est environ trois fois le coût actuel de l'obligation classique.

EDF mettra tout en œuvre pour accroître progressivement sa production de certificats afin d'atteindre l'objectif fixé par l'État. Cependant, le relèvement significatif du niveau d'obligations combiné à l'existence d'un marché CEE actuellement peu profond et dont la liquidité future est incertaine, expose EDF à un risque de déficit de certificats pour cette quatrième période.

3.6 ARENH

Après une souscription significative au guichet de novembre/décembre 2016, confirmé au guichet de mai 2017, pour un total de livraison 2017 de l'ordre de 82 TWh, la souscription ARENH au guichet de novembre 2017 pour l'année 2018 s'élève à 94,6 TWh. Les souscriptions au titre des pertes sur les réseaux ont fortement augmenté (0,7 TWh en 2017, contre 9,2 TWh en 2018) du fait d'une évolution récente des règles. Le volume de 85,4 TWh demandé par les fournisseurs alternatifs est en hausse d'environ 4 TWh sur 2017.

Ce volume de souscription résulte des prix en vigueur depuis la fin du troisième trimestre 2017 sur l'année 2018 et du fait que l'ARENH inclut une livraison de garantie de capacités.

COMPTE DE RÉSULTAT

NOTE 4 CHIFFRE D'AFFAIRES

Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2017	2016
Ventes d'énergie ⁽¹⁾	40 131	38 836
Ventes de services et divers	2 240	2 021
CHIFFRE D'AFFAIRES	42 371	40 857

(1) Y compris la part acheminement des ventes d'électricité et de gaz.

EDF présente une hausse du chiffre d'affaires sur l'exercice 2017, qui est liée aux fortes souscriptions ARENH en 2017 (82,1 TWh) alors que les souscriptions étaient nulles en 2016. Cette augmentation est partiellement compensée par les effets de la

régularisation des tarifs réglementés de vente relative à la période du 1^{er} août 2014 au 31 juillet 2015, enregistrés en 2016, de 1 018 millions d'euros sans équivalent en 2017.

NOTE 5 SUBVENTIONS D'EXPLOITATION

(en millions d'euros)	2017	2016
SUBVENTIONS D'EXPLOITATION REÇUES	6 558	6 532

Les subventions d'exploitation comprennent principalement la subvention reçue ou à recevoir par EDF au titre de la CSPE, qui se traduit dans les comptes par un produit de 6 547 millions d'euros en 2017 (6 510 millions d'euros en 2016). L'évolution

s'explique principalement par la hausse de la subvention au titre des obligations d'achat du fait de l'augmentation des volumes d'achats d'énergie photovoltaïque et éolienne compensée par la hausse des prix de marché de l'électricité.

NOTE 6 REPRISES SUR AMORTISSEMENTS, DÉPRÉCIATIONS ET PROVISIONS D'EXPLOITATION

(en millions d'euros)	2017	2016
Reprises sur provisions pour risques	382	261
Pensions et obligations assimilées	998	1 219
Gestion du combustible nucléaire utilisé	851	817
Gestion à long terme des déchets radioactifs ⁽¹⁾	236	698
Déconstruction des centrales nucléaires	131	159
Déconstruction des centrales thermiques classiques et hydrauliques	49	51
Autres provisions pour charges	122	225
Reprises sur provisions pour charges	2 387	3 169
Reprises sur dépréciations	462	378
TOTAL REPRISES SUR AMORTISSEMENTS, DÉPRÉCIATIONS ET PROVISIONS D'EXPLOITATION	3 231	3 808

(1) Dont en 2016, une reprise de 465 millions d'euros correspondant à un reclassement des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs en provisions pour gestion du combustible utilisé.

NOTE 7 AUTRES PRODUITS D'EXPLOITATION ET TRANSFERTS DE CHARGES

(en millions d'euros)	2017	2016
Autres produits d'exploitation	740	665
Transferts de charges	83	119
TOTAL AUTRES PRODUITS D'EXPLOITATION ET TRANSFERTS DE CHARGES	823	784

NOTE 8 CONSOMMATIONS DE L'EXERCICE EN PROVENANCE DE TIERS

(en millions d'euros)	2017	2016
Achats consommés de combustibles ⁽¹⁾	3 186	2 894
Achats d'énergie ⁽²⁾	15 870	12 427
Achats de services et autres achats consommés de biens ⁽³⁾	17 667	18 087
TOTAL CONSOMMATIONS DE L'EXERCICE EN PROVENANCE DE TIERS	36 723	33 408

(1) Les achats consommés de combustibles comprennent les coûts relatifs aux matières premières pour la production d'énergie (combustibles nucléaires, matières fissiles, charbon, fioul, gaz) ainsi que les achats de prestations rattachées au cycle du combustible nucléaire. Ce poste comprend également les droits d'émissions de gaz à effet de serre consommés (voir note 1.19.1).

(2) Les achats d'énergie incluent les obligations d'achats. La hausse des achats d'énergie s'explique principalement par l'augmentation des achats sur les marchés en raison notamment du sourcing de la souscription ARENH, dans un contexte de diminution de la production nucléaire liée aux arrêts de réacteurs pour contrôles supplémentaires initiés en 2016.

(3) Les achats de services comprennent les redevances d'accès au réseau de distribution facturées par la filiale Enedis. Hors acheminement, les achats de services diminuent de 357 millions d'euros en 2017.

NOTE 9 IMPÔTS, TAXES ET VERSEMENTS ASSIMILÉS

Les différentes composantes constituant les impôts et taxes sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2017	2016
Impôts et taxes sur rémunérations	174	176
Impôts et taxes liés à l'énergie	1 249	1 236
Contribution Économique Territoriale	417	482
Taxes foncières	413	408
Autres impôts et taxes	314	314
TOTAL IMPÔTS ET TAXES	2 567	2 616

NOTE 10 CHARGES DE PERSONNEL

(en millions d'euros)	2017	2016
Salaires et traitements	3 831	4 001
Charges sociales	2 923	2 873
TOTAL CHARGES DE PERSONNEL	6 754	6 874

La baisse des charges de personnel est principalement liée à la diminution des effectifs.

	2017			2016
	Cadres	Non cadres	Total	Total
Statut IEG	27 817	34 676	62 493	65 256
Autres	1 818	2 266	4 084	4 238
TOTAL EFFECTIFS MOYENS	29 635	36 942	66 577	69 494

Les effectifs moyens sont présentés en équivalent temps plein.

NOTE 11 DOTATIONS D'EXPLOITATION

11.1 DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS

(en millions d'euros)	2017	2016
Sur immobilisations incorporelles	216	181
Sur immobilisations corporelles :		
■ du domaine propre ⁽¹⁾	2 864	2 451
■ du domaine concédé ⁽²⁾	260	246
Dotations aux amortissements des immobilisations	3 340	2 878
Autres dotations aux amortissements	26	26
TOTAL DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS	3 366	2 904

(1) Dont 115 millions d'euros d'amortissements accélérés en 2017 liés à la fermeture des centrales thermiques fioul.

(2) Les dotations relèvent du domaine des concessions de distribution publique d'électricité des Systèmes Énergétiques Insulaires et des concessions de forces hydrauliques.

11.2. DOTATIONS AUX PROVISIONS ET DÉPRÉCIATIONS

(en millions d'euros)	2017	2016
Provisions pour risques ⁽¹⁾	78	372
Pensions et obligations assimilées	889	891
Gestion du combustible nucléaire usé	443	389
Gestion à long terme des déchets radioactifs	118	173
Déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs ⁽²⁾	2	156
Déconstruction des centrales thermiques classiques et hydrauliques	19	22
Autres provisions	160	137
Provisions pour charges	1 631	1 768
Dépréciations ⁽³⁾	366	506
TOTAL DOTATIONS AUX PROVISIONS ET DÉPRÉCIATIONS	2 075	2 646

(1) La dotation porte principalement sur des contrats d'approvisionnement et de ventes.

(2) Dont une dotation de 125 millions d'euros en 2016 concernant l'Atelier des Matériaux Irradiés de Chinon.

(3) Dont une dotation de 29 millions d'euros en 2016 liée à la décision de fermer la tranche 1 de la centrale thermique de Porcheville début 2017.

NOTE 12 AUTRES CHARGES D'EXPLOITATION

Les autres charges d'exploitation s'élevaient à 1 644 millions d'euros en 2017 (1 482 millions d'euros en 2016) et comprennent notamment les pertes sur créances irrécouvrables, les redevances de logiciels, la variation de stock de certificats

d'économies d'énergie ainsi que la valeur nette comptable des immobilisations démolies ou mises au rebut.

NOTE 13 RÉSULTAT FINANCIER

<i>(en millions d'euros)</i>	2017	2016
Produits financiers de participations ⁽¹⁾	1 828	2 240
Produits des autres valeurs mobilières et créances de l'actif immobilisé ⁽²⁾	496	555
Charges et produits d'intérêts et assimilés ⁽³⁾	(1 325)	(2 856)
Reprises sur dépréciations et transferts de charges ⁽⁴⁾	948	1 535
Résultat de change	(172)	466
■ Gains de change réalisés	2 256	3 061
■ Pertes de change réalisées	(2 428)	(2 595)
Résultat de cession des valeurs mobilières de placement	(140)	(35)
■ Produits sur cessions des valeurs mobilières de placement	18	9
■ Pertes sur cessions des valeurs mobilières de placement	(158)	(44)
Dotations financières aux amortissements et provisions ⁽⁵⁾, dont :	(2 623)	(3 169)
■ Charge d'actualisation avantages au personnel	(585)	(688)
■ Charge d'actualisation provisions nucléaires	(1 881)	(2 178)
RÉSULTAT FINANCIER	(988)	(1 264)

(1) La variation des dividendes reçus concerne principalement :

- Enedis (659 millions d'euros en 2017 et 551 millions d'euros en 2016) ;
- C3 holding détenant EDF Investissements Groupe (334 millions d'euros en 2017 et 345 millions d'euros en 2016) ;
- EDF International (200 millions d'euros en 2017 et 500 millions d'euros en 2016) ;
- EDF Holding (société détenant EDF Trading) (517 millions d'euros en 2016 sans équivalent en 2017) ;
- PEI (101 millions d'euros en 2017 et 55 millions d'euros en 2016) ;
- EDF Immo (234 millions d'euros en 2017 et 61 millions d'euros en 2016) ;
- RTE (129 millions d'euros en 2016 sans équivalent en 2017) ;
- CTE (60 millions d'euros en 2017 sans équivalent en 2016) ;
- EDEV (123 millions d'euros en 2017 sans équivalent en 2016).

(2) En 2017, ce poste intègre un produit de 64 millions d'euros (100 millions d'euros en 2016) au titre des coûts de portage de la créance financière CSPE.

(3) La diminution est liée pour l'essentiel à l'évolution du résultat de change latent sur les instruments de change pour 1 401 millions d'euros.

(4) La variation s'explique principalement par la reprise d'une provision pour pertes de change latents au titre des emprunts perpétuels pour un montant de 524 millions d'euros (voir note 27).

(5) La variation s'explique principalement par les effets de l'actualisation des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers cœurs pour un montant de 297 millions d'euros ainsi que les effets liés à l'évolution des provisions pour avantages à long terme et postérieurs à l'emploi pour un montant de 103 millions d'euros.

En 2017, la charge d'actualisation sur les provisions nucléaires diminue sous l'effet d'une baisse du taux d'actualisation réel moins importante que sur la période comparée 2016 versus 2015 (2,6 % au 31 décembre 2017, 2,7 % au 31 décembre 2016 et 2,9 % au 31 décembre 2015).

NOTE 14 RÉSULTAT EXCEPTIONNEL

Au 31 décembre 2017, le résultat exceptionnel représente un produit net de 1 232 millions d'euros dont les principaux éléments sont :

- une plus-value nette de 388 millions d'euros concernant la cession de TIAP CTE dans le cadre du débouclage de l'opération RTE (voir note 2.4) ;
- des plus-values nettes de 872 millions d'euros concernant les cessions de TIAP actifs dédiés dans le cadre de la gestion opérationnelle du portefeuille ;
- des reprises nettes d'amortissements dérogatoires de 62 millions d'euros.

Au 31 décembre 2016, le résultat exceptionnel représente un produit net de 4 277 millions d'euros dont les principaux éléments sont :

- une plus-value nette de 3 780 millions d'euros au titre de la cession de l'intégralité des titres de participation RTE à la société C25 (voir note 2.4) ;
- des plus-values nettes de 367 millions d'euros concernant les cessions de TIAP actifs dédiés dans le cadre de la gestion opérationnelle du portefeuille ;
- des reprises nettes d'amortissements dérogatoires de 126 millions d'euros.

NOTE 15 IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

15.1 GROUPE FISCAL

Depuis le 1^{er} janvier 1988, la société intégrante EDF et ses filiales intégrées forment entre elles un groupe soumis au régime de l'intégration fiscale prévu aux articles 223 A à 223 U du Code général des impôts. Le périmètre d'intégration de l'exercice 2017 comprend 234 filiales dont notamment : Enedis, EDF International, EDF Énergies Nouvelles et Dalkia. La sortie de RTE et ses filiales, du Groupe Fiscal EDF s'applique avec une date d'effet au 1^{er} janvier 2017.

15.2 IMPÔT SUR LES SOCIÉTÉS

La société intégrante EDF, conformément aux dispositions de l'article 223 A du Code général des impôts, s'est constituée seule redevable de l'impôt sur les sociétés et des contributions additionnelles à l'impôt sur les sociétés.

La convention d'intégration fiscale liant les sociétés membres du groupe fiscal prévoit le principe de neutralité. En application de ce principe, chaque filiale verse à la société intégrante à titre de contribution au paiement de l'impôt sur les sociétés du groupe une somme égale à l'impôt qui aurait grevé son résultat si elle avait été imposable distinctement.

La convention d'intégration fiscale conclue entre EDF et les filiales membres du groupe fiscal prévoit qu'EDF restitue à ses filiales déficitaires l'économie d'impôt procurée par leurs déficits au rythme de la réalisation de leurs bénéfices futurs et en application des règles de droit commun d'utilisation des déficits.

Suite à l'inconstitutionnalité de la contribution de 3 % sur les revenus distribués, EDF a enregistré un produit d'impôt de 247 millions d'euros (voir note 2.6).

La première loi de Finances pour 2017 a créé deux contributions exceptionnelles additionnelles à l'impôt sur les sociétés ne s'appliquant qu'aux résultats de 2017. Ces contributions cumulatives visent les grandes sociétés dont le chiffre d'affaires est supérieur à 1 milliard d'euros pour la première et 3 milliards d'euros pour la seconde. EDF est concernée par ces deux contributions portant ainsi le taux d'impôt sur les sociétés pour l'exercice 2017 à 44,43 % (y compris la contribution sociale de 3,3 %).

La société intégrante EDF enregistre un produit d'impôt de 687 millions d'euros au titre de l'exercice 2017.

Ce produit se décompose comme suit :

- un produit de 677 millions d'euros au titre du résultat courant déficitaire 2017 ;
- un produit de 69 millions d'euros au titre du résultat exceptionnel (dont 247 millions d'euros liés à l'inconstitutionnalité de la contribution de 3 %) ;
- une charge de 59 millions d'euros au titre des retraitements liés à l'intégration fiscale.

15.3 CRÉDIT IMPÔT COMPÉTITIVITÉ EMPLOI (CICE)

Les sommes perçues en 2017 au titre du CICE 2016 ont été destinées au financement des efforts de la Société en matière d'investissement et de recrutement.

15.4 SITUATION FISCALE DIFFÉRÉE OU LATENTE

La fiscalité latente et différée n'est pas traduite dans les comptes individuels. Les impôts différés traduisent l'effet des différences entre les bases comptables et les bases fiscales. Il s'agit notamment des différences temporaires constatées dans le rythme d'enregistrement des charges et produits :

- les impôts différés actifs traduisent des charges qui seront fiscalement déductibles ultérieurement ou des reports déficitaires qui entraîneront une diminution d'assiette fiscale ;
- les impôts différés passifs traduisent soit des anticipations de déductions fiscales, soit des produits qui seront ultérieurement taxables et qui entraîneront un accroissement de l'assiette fiscale.

Les bases d'impôts différés et latents évoluent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2017	31/12/2016	Variation
1. Différences temporaires générant un actif d'impôt			
■ Provisions non déductibles ⁽¹⁾	(13 925)	(14 938)	1 013
■ Instruments financiers et écarts de conversion	43	(967)	1 010
■ Autres	(312)	(378)	66
TOTAL ACTIF D'IMPÔT - TAUX NORMAL	(14 194)	(16 283)	2 089
2. Différences temporaires générant un passif d'impôt			
■ Instruments financiers et écarts de conversion	19	2 276	(2 257)
■ Autres	1 926	1 716	210
TOTAL PASSIF D'IMPÔT - TAUX NORMAL	1 945	3 992	(2 047)
■ Plus value en sursis d'imposition	-	79	(79)
■ Provisions pour dépréciation taxables au taux de 15 %	(8)	(10)	2
TOTAL ACTIF D'IMPÔT - TAUX RÉDUIT	(8)	69	(77)
SITUATION FISCALE DIFFÉRÉE (EN BASE)	(12 257)	(12 222)	(35)
Créance future d'impôt au taux de droit commun ⁽²⁾	3 338	3 585	(247)
Créance future d'impôt au taux réduit	1	(2)	3

(1) Elles concernent principalement les avantages du personnel postérieurs à l'emploi.

(2) Tenant compte de l'application aux différences temporaires long terme d'un taux d'impôt sur les sociétés de 25,82 %.

BILAN

NOTE 16 VALEURS BRUTES DES IMMOBILISATIONS INCORPORELLES ET CORPORELLES

<i>(en millions d'euros)</i>	Valeurs brutes			Valeurs brutes
	au 31/12/2016	Augmentations	Diminutions	au 31/12/2017
Logiciels	1 379	291	84	1 586
Autres	240	8	1	247
Immobilisations incorporelles	1 619	299	85	1 833
Terrains	118	4	3	119
Constructions et agencements de terrains	10 351	310	61	10 600
Tranches de production nucléaire	54 202	2 896	992	56 106
Matériel et outillage industriel hors réseau	12 572	642	123	13 091
Réseau du domaine propre	999	28	-	1 027
Autres immobilisations corporelles	1 547	126	83	1 590
Immobilisations corporelles du domaine propre	79 789	4 006	1 262	82 533
Terrains	40	-	-	40
Constructions et agencements de terrains	9 906	140	14	10 032
Matériel et outillage industriel hors réseau	1 504	77	11	1 570
Réseau du domaine concédé	2 658	111	16	2 753
Autres immobilisations corporelles	11	10	1	20
Immobilisations corporelles du domaine concédé ⁽¹⁾	14 119	338	42	14 415
Immobilisations corporelles ⁽²⁾	14 059	6 141	4 068	16 132
Immobilisations incorporelles ⁽²⁾	632	388	313	707
Avances et acomptes versés sur commandes	3 050	-	46	3 004
Immobilisations en cours	17 741	6 529	4 427	19 843
TOTAL IMMOBILISATIONS INCORPORELLES ET CORPORELLES ⁽³⁾	113 268	11 172	5 816	118 624

(1) Les immobilisations du domaine concédé relèvent des concessions de distribution publique d'électricité des Systèmes Énergétiques Insulaires ainsi que des concessions de forces hydrauliques.

(2) Les investissements réalisés au cours de la période concernent principalement les équipements des centrales existantes et la construction de la centrale EPR de Flamanville 3.

(3) Dont l'EPR de Flamanville 3 pour 9 732 millions d'euros au 31 décembre 2017.

NOTE 17 AMORTISSEMENTS ET DÉPRÉCIATIONS DES IMMOBILISATIONS INCORPORELLES ET CORPORELLES

<i>(en millions d'euros)</i>	Montants cumulés			Montants cumulés
	au 31/12/2016	Augmentations	Diminutions	au 31/12/2017
Logiciels	649	206	83	772
Autres	102	26	-	128
Immobilisations incorporelles	751	232	83	900
Terrains et constructions	6 952	244	54	7 142
Tranches de production nucléaire	38 429	2 093	1 108	39 414
Matériel et outillage industriel hors réseau	8 018	555	125	8 448
Réseau du domaine propre	445	29	-	474
Autres immobilisations corporelles	923	148	82	989
Immobilisations corporelles du domaine propre	54 767	3 069	1 369	56 467
Terrains et constructions	6 211	142	11	6 342
Matériel et outillage industriel hors réseau	1 033	30	11	1 052
Réseau du domaine concédé	1 082	72	14	1 140
Autres immobilisations corporelles	11	-	1	10
Immobilisations corporelles du domaine concédé	8 337	244	37	8 544
Immobilisations corporelles en cours	141	54	7	188
TOTAL AMORTISSEMENTS ET DÉPRÉCIATIONS	63 996	3 599	1 496	66 099

NOTE 18 IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES**18.1 VARIATIONS DES IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES**

<i>(en millions d'euros)</i>	Valeurs brutes au 31/12/2017	Valeurs brutes au 31/12/2016
Participations ⁽¹⁾	58 594	55 667
Créances rattachées aux participations	55	51
Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP) ⁽²⁾	17 875	16 698
Autres titres immobilisés	269	257
Créance CSPE ⁽³⁾	3 294	4 184
Prêts aux filiales et autres immobilisations financières ⁽⁴⁾	9 095	9 686
TOTAL VALEUR BRUTE DES IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES	89 182	86 543
Dépréciations des participations et créances rattachées	(204)	(171)
Dépréciations des TIAP et autres titres immobilisés	(55)	(183)
TOTAL DÉPRÉCIATIONS	(259)	(354)
TOTAL VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES	88 923	86 189

(1) La variation des participations correspond pour l'essentiel à :

- la prise de participation dans la société Framatome à hauteur de 75,5 % du capital pour une valeur de 1 894 millions d'euros y compris les frais d'acquisition (voir note 2.2) ;
- l'acquisition complémentaire, en 2017, de titres CTE pour 128 millions d'euros liée à la finalisation de l'opération de cession de 49,9 % de CTE ;
- la souscription à l'augmentation de capital de EDF Nouveaux Business Holding ;
- des prises de participation effectuées par EDF Invest :
 - . la souscription à l'augmentation de capital d'Altaroad (participation minoritaire dans Autostrade per l'Italia, gestionnaire italien de concessions autoroutières) ;
 - . la souscription à l'augmentation de capital de Cliart (réalisation du projet immobilier SMART SIDE : construction d'un immeuble de bureau à Clichy Saint Ouen) ;
 - . la souscription à l'augmentation de capital de Eureizen (participation minoritaire dans Q-Park NV, opérateur néerlandais de parc de stationnement) ;
 - . la souscription à l'augmentation de capital de Manostock (participation minoritaire dans Géosel, société de stockage d'hydrocarbures) ;
 - . la souscription à l'augmentation de capital de Siticav (participation minoritaire dans Central Sicaf, société italienne gérant un portefeuille de bureaux et de locaux techniques intégralement loués à Telecom Italia) ;
 - . la souscription à l'augmentation de capital de C60 (participation à 50 % dans l'ensemble Ecowest à Levallois-Perret).

(2) Les mouvements sur le portefeuille de TIAP correspondent notamment à des acquisitions et des cessions d'actifs dédiés sur la période. Les acquisitions et cessions d'actifs dédiés génèrent des plus-values nettes de 872 millions d'euros sur l'exercice 2017 (voir note 14).

Les titres de la société CTE (ex C25) destinés à être cédés à la Caisse des Dépôts et à la CNP Assurances (soit 49,9 %), classés en TIAP pour 2 566 millions d'euros au 31 décembre 2016, ont fait l'objet d'une cession en mars 2017 dans le cadre de la finalisation de l'opération de cession. Au 31 décembre 2017, la participation d'EDF à hauteur de 50,1 % dans CTE est classée au bilan en titres de participation pour un montant de 2 705 millions d'euros (voir note 2.4).

- (3) Cette créance est constituée du déficit de la Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE), accumulé au 31 décembre 2015 et des coûts de portage associés. Les remboursements reçus au cours de l'exercice 2017 s'élèvent à 954 millions d'euros y compris intérêts (293 millions d'euros en 2016). (Voir note 3.2).
- (4) L'en-cours des prêts aux filiales au 31 décembre 2017 est de 9 004 millions d'euros, dont 4 309 millions d'euros pour EDF International, 1 425 millions d'euros pour EDF Energy UK Ltd, 1 223 millions d'euros pour Dalkia, 985 millions d'euros pour EDF Énergies Nouvelles, 858 millions d'euros pour PEI et 70 millions d'euros pour EDISON.

18.2 FILIALES ET PARTICIPATIONS DÉTENUES À PLUS DE 50 %

(en millions d'euros)	Valeurs brutes comptables des titres détenus	Dépré- ciations 31/12/2017	% du capital détenu	Capitaux propres 2016	Résultats de l'exercice 2016	Dividendes reçus en 2017	Chiffres d'affaires 2016
I. Filiales							
■ Sociétés Holdings							
EDEV	6 891	-	100	6 430	144	123	2
EDF International	25 930	-	100	20 501	(720)	200	1
EDF Production Électrique Insulaire SAS	561	-	100	859	135	101	691
EDF Holding SAS	1 950	-	100	2 080	(91)	-	-
Société C3	11 196	-	100	11 646	352	334	-
EDF Immo	1 361	-	100	1 627	246	234	-
EDF Group Support Services	ns	-	100	ns	ns	-	146
CTE (Ex C25) ⁽¹⁾	2 705	-	50,1	5 139	(4)	60	-
Autres	1 968	15	100	1 082	75	83	7
■ Sociétés industrielles et commerciales							
En France							
Centrale Électrique Rhénane de Gamsheim	3	-	50	10	-	-	4
Dalkia Investissement	200	27	100	158	8	4	ns
Dalkia France	967	-	100	599	35	8	2 040
Enedis	2 700	-	100	5 088	788	659	13 846
Framatome	1 894	-	75,5	-	-	-	-
À l'étranger							
Emosson	14	14	50	130	-	-	33
Rheinkraftwerk Iffezheim (RKI)	3	-	50	109	4	0	17
Forces Motrices du Chatelôt	ns	-	50	8	ns	ns	4
■ Autres (GIE EIFER)	120	117	-	-	-	-	-
TOTAL I	58 463	173				1 806	

ns : non significatif (inférieur à 500 000 euros).
(1) CTE (Ex C25) : société détenant à 100 % RTE.

18.3 FILIALES ET PARTICIPATIONS DÉTENUES À MOINS DE 50 %

(en millions d'euros)	Valeurs brutes comptables des titres détenus	Dépré- ciations 31/12/2017	% du capital détenu	Capitaux propres 2016	Résultats de l'exercice 2016	Dividendes reçus en 2017
I. Filiales						
Total I Report des filiales	58 463	173				1 806
II Participations						
II.1 Dont la quote-part détenue par EDF est inférieure à 50 % et supérieure ou égale à 10 %						
■ Sociétés industrielles et commerciales						
En France						
Trimet France	130	31	35	294	37	11
Total II.1	130	31				11
II.2 Dont la quote-part détenue par EDF est inférieure à 10 % dont :						
Autres	-	-	-	-	-	-
À l'étranger						
Forces Motrices de Mauvoisin	1	-	10	110	5	ns
Total II.2	1	-				-
Total II	131	31				11
Total brut des filiales et participations	58 594	204				1 817
TOTAL NET DES FILIALES ET PARTICIPATIONS	58 390					

ns : non significatif (inférieur à 500 000 euros).

18.4 PORTEFEUILLE DE TITRES IMMOBILISÉS DE L'ACTIVITÉ DE PORTEFEUILLE (TIAP)

	Montants à l'ouverture de l'exercice			Montants à la clôture de l'exercice		
	Valeur comptable brute	Valeur comptable nette	Juste valeur	Valeur comptable brute	Valeur comptable nette	Juste valeur
<i>(en millions d'euros)</i>						
VALEUR DU PORTEFEUILLE DE TIAP	16 698	16 520	17 606	17 875	17 825	19 717

La valeur des TIAP regroupe, au 31 décembre 2017, pour 17 825 millions d'euros d'actifs dédiés.

En 2017, EDF a cédé l'intégralité des TIAP de la société CTE (ex C25) dans le cadre de la finalisation de la cession de 49,9 % de CTE (voir note 2.4). EDF a également cédé l'intégralité des titres AREVA SA.

18.5 VARIATIONS DES ACTIONS PROPRES

Un programme de rachat d'actions de la Société autorisé par l'Assemblée générale du 9 juin 2006 a été mis en œuvre par le Conseil d'administration dans la limite de 10 % des actions composant le capital social de la Société et ce, pour une durée initiale de 18 mois, reconduite pour 12 mois puis tacitement chaque année.

Ce programme fait l'objet d'un contrat de liquidité conforme aux dispositions prévues par l'Autorité des Marchés Financiers (AMF).

<i>(en millions d'euros)</i>	Valeur brute au 31/12/2016	Augmentation	Diminution	Valeur brute au 31/12/2017
ACTIONS PROPRES	26	113	(102)	37

Le nombre d'actions propres comptabilisées dans la rubrique « Titres immobilisés » et détenues au 31 décembre 2017 s'élève à 3 379 422 actions pour une valeur de 37 millions d'euros.

18.6 CRÉANCES DE L'ACTIF IMMOBILISÉ

<i>(en millions d'euros)</i>	Degré d'exigibilité			Montants bruts au 31/12/2017	Montants bruts au 31/12/2016
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		
Créances rattachées à des participations	6	-	49	55	51
Créance CSPE	1 280	2 014	-	3 294	4 184
Prêts aux filiales et autres immobilisations financières	6 220	1 619	1 256	9 095	9 687
CRÉANCES DE L'ACTIF IMMOBILISÉ	7 506	3 633	1 305	12 444	13 922

NOTE 19 STOCKS ET EN-COURS

(en millions d'euros)	31/12/2017			31/12/2016		
	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
Combustible nucléaire	8 693	(15)	8 678	8 746	(19)	8 727
Autres matières premières	123	-	123	185	-	185
Autres approvisionnements	1 186	(179)	1 007	1 109	(198)	911
En-cours de production et autres stocks	161	-	161	333	(30)	303
TOTAL STOCKS	10 163	(194)	9 969	10 373	(247)	10 126

NOTE 20 CRÉANCES DE L'ACTIF CIRCULANT

(en millions d'euros)	Degré d'exigibilité			Montants bruts au 31/12/2017	Montants bruts au 31/12/2016
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		
Avances et acomptes versés sur commandes	368	225	193	786	1 097
■ Créances clients et comptes rattachés :					
Factures établies	2 524	-	-	2 524	2 299
Factures à établir ⁽¹⁾	12 972	-	-	12 972	14 188
■ Autres créances d'exploitation ⁽²⁾	5 494	84	171	5 749	5 860
Créances d'exploitation	20 990	84	171	21 245	22 347
Instrument de trésorerie ⁽³⁾	458	753	885	2 096	4 610
Charges constatées d'avance	570	280	508	1 358	1 334
TOTAL CRÉANCES DE L'ACTIF CIRCULANT	22 386	1 342	1 757	25 485	29 388

(1) Elles concernent principalement les créances relatives à l'énergie livrée non facturée au titre de 2017 et intégraient en 2016 le produit à recevoir comptabilisé au titre de la régularisation tarifaire pour la part non encaissée au 31 décembre 2016, soit 966 millions d'euros (169 millions d'euros au 31 décembre 2017).

(2) Elles comprennent 3 945 millions d'euros de créances sur l'État au titre des impôts et taxes et 1 140 millions d'euros de créance au titre de la compensation des charges de service public de l'énergie (1 637 millions d'euros en 2016). L'autre partie de la créance liée à ce mécanisme figure en « Immobilisations financières » (voir note 18.1).

(3) Les montants correspondent aux gains latents sur instruments de change.

NOTE 21 VALEURS MOBILIÈRES DE PLACEMENT

(en millions d'euros)	31/12/2017	31/12/2016	Variation de l'exercice
Actions propres	3	3	-
OPCVM	2 650	3 955	(1 305)
TCN court terme en euros et en devises supérieurs à 3 mois	3 093	4 179	(1 086)
Obligations	7 179	6 787	392
Intérêts courus et autres valeurs mobilières de placement	1 613	2 280	(667)
Total valeur brute	14 538	17 204	(2 666)
Dépréciations	(11)	(10)	(1)
TOTAL VALEUR NETTE	14 527	17 194	(2 667)

NOTE 22 RÉCONCILIATION DE LA TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE PRÉSENTÉE DANS LE TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE

(en millions d'euros)	31/12/2017	31/12/2016	Variation
Valeurs Mobilières de Placement	14 538	17 204	(2 666)
Disponibilités	5 110	5 457	(347)
Sous-total à l'actif du bilan	19 648	22 661	(3 013)
OPCVM en euros	(2 650)	(3 955)	1 305
TCN en euros supérieurs à 3 mois	(2 125)	(4 084)	1 959
TCN en devises supérieurs à 3 mois	(968)	(95)	(873)
Obligations	(7 179)	(6 787)	(392)
Actions propres	(3)	(3)	-
Intérêts courus et autres valeurs mobilières de placement	(1 613)	(2 280)	667
Valeurs mobilières de placement incluses dans les actifs financiers du tableau de flux de trésorerie	(14 538)	(17 204)	2 666
Avances de trésorerie accordées aux filiales (conventions de trésorerie) incluses dans le poste « autres créances d'exploitation » du bilan	-	-	-
Avances de trésorerie reçues des filiales (conventions de trésorerie) incluses dans le poste « dettes d'exploitation, d'investissement et dettes diverses » du bilan	(7 985)	(9 438)	1 453
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture du tableau de flux de trésorerie ⁽¹⁾	(2 875)	(3 981)	1 106
Elimination de l'incidence des variations de change			23
Elimination des produits financiers sur disponibilités et équivalents et autres			(55)
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET DES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE DU TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE ⁽¹⁾			1 074

(1) Voir Tableau de Flux de Trésorerie.

NOTE 23 ÉCARTS DE CONVERSION-ACTIF

Les écarts de conversion-actif présentent au 31 décembre 2017 une perte latente de change de 572 millions d'euros liée principalement aux effets de l'évolution du dollar américain et de la livre sterling (1 083 millions d'euros au 31 décembre 2016).

NOTE 24 VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

(en millions d'euros)	Capital	Réserves et primes	Report à nouveau et acompte sur dividende	Résultat de l'exercice	Subventions d'investissement reçues	Provisions réglementées	Total capitaux propres
Situation au 31 décembre 2015	960	11 849	4 075	271	170	6 233	23 558
Affectation du résultat 2015	-	8	(758)	750	-	-	-
Résultat 2016	-	-	-	5 517	-	-	5 517
Augmentation de capital au 30/06/2016	47	892	-	-	-	-	939
Distribution de dividendes	-	-	1	(1 021)	-	-	(1 020)
Augmentation de capital au 31/10/2016	48	875	-	-	-	-	923
Acompte sur dividendes	-	-	(1 006)	-	-	-	(1 006)
Autres variations	-	3	-	-	(1)	(101)	(99)
Situation au 31 décembre 2016	1 055	13 627	2 311	5 517	169	6 132	28 812
Affectation du résultat 2016	-	4	4 412	(4 416)	-	-	-
Résultat 2017	-	-	-	1 924	-	-	1 924
Augmentation de capital au 30/03/2017	316	3 689	-	-	-	-	4 005
Augmentation de capital au 30/06/2017	73	951	-	-	-	-	1 024
Distribution de dividendes	-	-	1	(1 101)	-	-	(1 100)
Augmentation de capital au 11/12/2017	20	378	-	-	-	-	398
Acompte sur dividendes	-	-	(433)	-	-	-	(433)
Autres variations	-	2	84 ⁽¹⁾	-	(6)	(34)	46
SITUATION AU 31 DÉCEMBRE 2017	1 464	18 651	6 375	1 924	163	6 098	34 676

(1) Impact de la mise en place de la comptabilité de couverture au titre du règlement ANC 2015-05 (voir note 1.1).

24.1 CAPITAL SOCIAL

Au 31 décembre 2017, le capital social s'élevé à 1 463 719 402 euros, composé de 2 927 438 804 actions entièrement souscrites et libérées, d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune et détenues à 83,50 % par l'État, 15,18 % par le public (institutionnels et particuliers), 1,20 % par les salariés et anciens salariés du Groupe et 0,12 % d'actions autodétenues.

En mars 2017, l'augmentation de capital avec maintien du droit préférentiel de souscription s'est traduite par une augmentation du capital social de 316 millions d'euros et une prime d'émission de 3 689 millions d'euros nets de frais, suite à l'émission de 632 741 004 actions nouvelles (voir note 2.1).

En juin 2017, le paiement en actions d'une partie du solde sur dividendes au titre de l'exercice 2016 s'est traduit par une augmentation du capital social de 73 millions d'euros et une prime d'émission de 951 millions d'euros, suite à l'émission de 145 476 587 actions nouvelles. Les formalités liées à cette opération ont été finalisées en juin 2017.

En décembre 2017, le paiement en actions d'une partie de l'acompte sur dividendes au titre de l'exercice 2017 s'est traduit par une augmentation du capital social de 20 millions d'euros et une prime d'émission de 378 millions d'euros, suite à l'émission de 40 084 530 actions nouvelles.

Conformément aux dispositions de l'article L. 111-67 du Code de l'énergie, l'État français doit détenir à tout moment plus de 70 % du capital social.

24.2 DISTRIBUTIONS DE DIVIDENDES

L'Assemblée générale des actionnaires du 18 mai 2017 a voté le montant du dividende ordinaire pour l'exercice 2016 à 0,90 euro par action avec option de paiement en numéraire ou en actions.

Conformément à l'article 24 des statuts, les actionnaires détenant leurs actions de manière ininterrompue depuis deux ans au moins à la clôture de l'exercice et les ayant encore à la date de mise en paiement du dividende bénéficient d'un dividende majoré de 10 %. Le nombre de titres donnant vocation au dividende majoré ne peut excéder, pour un même actionnaire, 0,5 % du capital de la Société. Le montant du dividende majoré s'établit à 0,99 euro par action.

Compte tenu de l'acompte sur dividende de 0,50 euro par action mis en paiement en actions nouvelles ou en numéraire le 31 octobre 2016, le solde du dividende distribué au titre de l'exercice 2016 s'élevé à 0,40 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende ordinaire et à 0,49 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende majoré. Le solde du dividende a été mis en paiement le 30 juin 2017.

L'État a opté pour le versement du solde du dividende au titre de l'exercice 2016 en actions.

Le montant du dividende en numéraire versé aux actionnaires n'ayant pas retenu l'option du paiement du solde sur dividendes en actions au titre de l'exercice 2016 s'élevé à 75 millions d'euros.

Le 7 novembre 2017, le Conseil d'administration d'EDF a décidé la distribution d'un acompte sur dividendes de 0,15 euro par action au titre de l'exercice 2017, mis en paiement en actions nouvelles ou en numéraire le 11 décembre 2017 pour un montant de 433 millions d'euros.

L'État a opté pour le versement de l'acompte sur dividende au titre de l'exercice 2017 en actions.

Le montant du dividende en numéraire versé aux actionnaires n'ayant pas retenu l'option du paiement de l'acompte sur dividendes en actions au titre de l'exercice 2017 s'élevé à 35 millions d'euros.

NOTE 25 AUTRES FONDS PROPRES

Les autres fonds propres se composent des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en janvier 2013 et en janvier 2014 respectivement pour une valeur de 6 135 millions d'euros et 3 973 millions d'euros (nette des primes de remboursement).

Compte tenu de l'ajustement lié aux variations de change et de l'amortissement de la prime de remboursement au titre de l'exercice, les autres fonds propres présentent un solde de 10 449 millions d'euros à fin décembre 2017.

TITRES SUBORDONNÉS À DURÉE INDÉTERMINÉE (EN MILLIONS DE DEVISES) :

Entité	Date d'émission	Montant de l'émission	Devise	Option de remboursement	Taux
EDF	01/2013	1 250	EUR	7 ans	4,25 %
EDF	01/2013	1 250	EUR	12 ans	5,38 %
EDF	01/2013	1 250	GBP	13 ans	6,00 %
EDF	01/2013	3 000	USD	10 ans	5,25 %
EDF	01/2014	1 500	USD	10 ans	5,63 %
EDF	01/2014	1 000	EUR	8 ans	4,13 %
EDF	01/2014	1 000	EUR	12 ans	5,00 %
EDF	01/2014	750	GBP	15 ans	5,88 %

NOTE 26 PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS

(en millions d'euros)	31/12/2017	31/12/2016
Contre-valeur des biens	107	105
Écarts de réévaluation	860	885
Amortissement de caducité	198	164
Concessions des Forces Hydrauliques	1 165	1 154
Contre-valeur des biens	1 695	1 653
Financement du concessionnaire non amorti	(1 026)	(999)
Amortissement du financement du concédant	319	306
Participations reçues sur immobilisations en-cours du domaine concédé	6	6
Concessions de Distribution Publique ⁽¹⁾	994	966
PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS	2 159	2 120

(1) Les passifs des concessions de distribution publique relèvent des concessions de distribution publique d'électricité des Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI).

NOTE 27 PROVISIONS POUR RISQUES

(en millions d'euros)	Dotations			Reprises			Autres	31/12/2017
	31/12/2016	Exploitation ⁽¹⁾	Financières	Suite à utilisation	Provision sans objet	Financières ⁽²⁾		
Provisions pour pertes de change	1 083	-	14	-	-	(525)	-	572
Provisions pour contrats déficitaires	672	30	9	(97)	(104)	-	-	510
Autres provisions pour risques	434	48	-	(171)	(10)	-	1	302
TOTAL PROVISIONS POUR RISQUES	2 189	78	23	(268)	(114)	(525)	1	1 384

(1) La dotation est notamment liée à des contrats d'approvisionnement et de ventes.

(2) La reprise de provision concerne les emprunts perpétuels pour 524 millions d'euros (voir note 13).

NOTE 28 PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE : AVAL DU CYCLE, DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES ET DERNIERS CŒURS

Les provisions constituées par EDF au titre du parc nucléaire de production relèvent des dispositions de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, et de ses textes d'application relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires.

Conformément aux principes comptables décrits dans la note 1.15 :

- EDF provisionne l'intégralité des obligations relatives aux installations nucléaires dont il est l'exploitant ;
- EDF constitue des actifs dédiés pour sécuriser le financement de ses obligations de long terme (voir note 38).

L'évaluation des provisions prend en compte un niveau de risques et d'aléas selon les opérations concernées. Elle comporte en outre des facteurs d'incertitude tels que :

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	Dotations			Reprises		Autres mouvements ⁽²⁾	31/12/2017
	31/12/2016	Exploitation	Financières ⁽¹⁾	Suite à utilisation	Provision sans objet		
Provisions pour gestion du combustible utilisé	10 658	443	545	(756)	(95)	(9)	10 786
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	-	74	31	(15)	-	636	726
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	8 966	44	556	(221)	-	(531)	8 814
Provisions pour aval du cycle nucléaire	19 624	561	1 132	(992)	(95)	96	20 326
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	14 122	2	658	(131)	-	269	14 920
Provisions pour derniers cœurs	2 287	-	95	-	-	5	2 387
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	16 409	2	753	(131)	-	274	17 307
TOTAL PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	36 033	563	1 885	(1 123)	(95)	370	37 633

(1) L'effet d'actualisation comprend la charge de désactualisation pour 1 505 millions d'euros et les effets de variation du taux d'actualisation réel en 2017 comptabilisés en compte de résultat pour les provisions non adossées à des actifs pour 380 millions d'euros (charges financières de désactualisation).

(2) Les autres mouvements comprennent notamment :

- le reclassement de la provision pour reprise et conditionnement des déchets au 1^{er} janvier 2017 précédemment incluse dans la provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs pour un montant de 581 millions d'euros.
- les effets du changement de taux d'actualisation réel au 31 décembre 2017 pour les provisions adossées à des actifs sont de 347 millions d'euros.

28.1 PROVISIONS POUR GESTION DU COMBUSTIBLE USÉ

La stratégie d'EDF actuellement retenue, en accord avec l'État, en matière de cycle du combustible est de pratiquer le traitement des combustibles usés et le recyclage du plutonium ainsi séparé sous forme de combustible MOX (Mélange d'Oxydes de plutonium et d'uranium).

Les quantités traitées par AREVA (maintenant Orano) à la demande d'EDF, soit environ 1 100 tonnes par an, sont déterminées en fonction de la quantité de plutonium recyclable dans les réacteurs autorisés à charger du combustible MOX.

En conséquence, la provision pour gestion du combustible utilisé comprend les prestations correspondant aux éléments suivants :

- l'évacuation du combustible utilisé des centres de production d'EDF, sa réception et son entreposage intermédiaire ;
- le traitement y compris le conditionnement et l'entreposage des matières valorisables et des déchets, issus de ce traitement.

- l'évolution de la réglementation, notamment en matière de sûreté, de sécurité et de respect de l'environnement et en matière de financement des charges nucléaires ;

- l'évolution du processus réglementaire de déconstruction, ainsi que les délais d'obtention des autorisations administratives ;

- les modalités futures de stockage des déchets radioactifs à vie longue et la mise à disposition d'installations de stockage par l'ANDRA (Agence Nationale pour la Gestion des Déchets Radioactifs) ;

- l'évolution de certains paramètres financiers tels que les taux d'actualisation, notamment en lien avec le dispositif de plafond réglementaire, ou d'inflation, ou encore les évolutions des conditions contractuelles relatives à la gestion du combustible utilisé.

Les charges de traitement prises en compte dans la provision concernent exclusivement le combustible utilisé recyclable dans les installations existantes, y compris la part de combustible chargé en réacteur et non encore irradié.

Les charges sont évaluées à partir des flux physiques prévisionnels à la date de l'arrêt des comptes, et sur la base des contrats avec AREVA (Orano) qui déclinent l'accord-cadre pour la période 2008-2040, et dont le dernier, signé le 5 février 2016, fixe les conditions d'application pour la période 2016-2023.

Par ailleurs, la provision couvre l'entreposage de longue durée du combustible utilisé actuellement non recyclable dans les installations existantes, à savoir le combustible au plutonium (MOX) ou à l'uranium issu du traitement enrichi, le combustible de Creys-Malville et celui de Brennilis, dans l'attente des réacteurs de quatrième génération.

28.2 PROVISION POUR REPRISE ET CONDITIONNEMENT DES DÉCHETS – PROVISION POUR GESTION À LONG TERME DES DÉCHETS RADIOACTIFS

Provisions pour reprise et conditionnement des déchets

La provision pour reprise et conditionnement des déchets est identifiée séparément depuis le 1^{er} janvier 2017.

Elle concerne les charges futures des déchets radioactifs issus de l'exploitation ou de la déconstruction, (hors combustibles usés) relatives à :

- la qualification et le conditionnement des déchets ;
- leur entreposage intermédiaire.

Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs

Ces provisions concernent les dépenses futures relatives à :

Les provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2017	31/12/2016
Déchets TFA et FMA	1 161	1 066
Déchets FAVL	265	256
Déchets HA-MAVL ⁽¹⁾	7 388	7 644
PROVISION GESTION À LONG TERME DES DÉCHETS RADIOACTIFS	8 814	8 966

(1) Les provisions des déchets HA-MAVL comprenaient à fin décembre 2016 la provision pour reprise et conditionnement des déchets à hauteur de 581 millions d'euros, désormais présentée distinctement.

Déchets TFA et FMA

Les déchets de Très Faible Activité (TFA) proviennent principalement de la déconstruction des installations nucléaires, et se présentent généralement sous forme de gravats (bétons, ferrailles, calorifuges ou tuyauteries). Ils sont stockés en surface au centre de stockage de Morvilliers, géré par l'ANDRA.

Les déchets de Faible et Moyenne Activité à vie courte (FMA) proviennent des installations nucléaires (gants, filtres, résines). Ils sont stockés en surface au centre de stockage de Soulaïnes, géré par l'ANDRA.

Le coût d'évacuation et de stockage des déchets à vie courte (TFA et FMA) est évalué sur la base des contrats en cours avec les différents transporteurs et avec l'ANDRA pour l'exploitation des centres de stockages existants.

Déchets FAVL

Les déchets de Faible Activité à Vie Longue (FAVL) appartenant à EDF sont essentiellement constitués de déchets graphite issus de la déconstruction en cours des centrales nucléaires UNGG (Uranium Naturel – Graphite - Gaz).

Compte tenu de leur durée de vie, mais du fait de leur niveau d'activité inférieur à celui des déchets HA-MAVL, la loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage spécifique en sub-surface.

Après des premières investigations géologiques, l'ANDRA a remis en juillet 2015 un rapport d'étape concernant un projet d'installation de stockage à faible profondeur de déchets FAVL situé dans la région de Soulaïnes (Aube). Ce rapport a été soumis à l'avis de l'ASN. Des incertitudes demeurent sur la capacité de ce site à accueillir l'ensemble des déchets prévus dans l'inventaire de référence du centre de stockage FAVL. Le Plan National de Gestion des Matières et des Déchets Radioactifs 2016-2018 prévoit des études complémentaires à la fois sur la faisabilité du centre de stockage et sur la recherche de solutions complémentaires de gestion de déchets. Par ailleurs un schéma industriel global de la gestion de l'ensemble des déchets radioactifs FAVL devra être remis avant fin 2019.

Déchets HA-MAVL

Les déchets de Haute Activité et Moyenne Activité à Vie Longue (HA-MAVL) proviennent essentiellement du traitement des combustibles usés et dans une moindre mesure des déchets issus du démantèlement des centrales nucléaires (composants métalliques ayant séjourné dans le réacteur).

- l'évacuation et au stockage des déchets radioactifs issus de la déconstruction des installations nucléaires de base dont EDF est l'exploitant ;
- l'évacuation et au stockage des colis de déchets radioactifs issus du traitement du combustible usé ;
- le stockage direct, le cas échéant, du combustible usé non recyclable dans les installations existantes, à savoir le combustible au plutonium (MOX) ou à l'uranium issu du traitement enrichi, le combustible de Creys-Malville et celui de Brennilis ;
- la quote-part EDF des charges d'études, de construction, de maintenance et d'exploitation, de fermeture et de surveillance des centres de stockage existants ou à créer.

Les volumes de déchets donnant lieu à provision incluent, d'une part, les colis de déchets existants et, d'autre part, l'ensemble des déchets à conditionner tels qu'obtenus après déconstruction des centrales ou après traitement à La Hague du combustible usé (comprenant la totalité du combustible chargé en réacteur au 31 décembre, irradié ou non). Ces volumes sont revus périodiquement en cohérence avec les données déclarées dans le cadre de l'inventaire national des déchets de l'ANDRA.

La loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage réversible en couche géologique profonde.

La provision constituée pour les déchets de Haute et Moyenne Activité à Vie Longue représente la part la plus importante des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs.

Jusqu'en juin 2015, le montant brut et l'échéancier des dépenses prévisionnelles étaient basés sur un scénario industriel de stockage géologique établi à partir des conclusions rendues au premier semestre 2005 par un groupe de travail constitué sous l'égide de l'État et réunissant les administrations concernées, l'ANDRA et les producteurs de déchets (EDF, AREVA, (maintenant Orano), CEA). EDF avait effectué une déclinaison raisonnable des éléments issus de ce groupe de travail et a abouti à un coût de référence du stockage des déchets de l'ensemble des producteurs à 14,1 milliards d'euros aux conditions économiques de 2003 (20,8 milliards d'euros aux conditions économiques de 2011).

En 2012, l'ANDRA a réalisé les études d'esquisse sur le projet de stockage géologique (Cigéo), après échanges sur les optimisations techniques proposées par les producteurs de déchets.

Sur cette base, l'ANDRA a établi un dossier de chiffrage qui a fait l'objet, conformément à la loi du 28 juin 2006, d'un processus de consultation, initié fin décembre 2014 par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) auprès des producteurs de déchets. Dans ce cadre, EDF et les autres producteurs ont transmis en avril 2015 à la DGEC leurs observations ainsi qu'une évaluation conjointe du coût objectif du stockage Cigéo, du fait de divergences d'approches. Le dossier intégrant ces éléments ainsi que l'avis de l'Autorité de Sécurité Nucléaire (ASN) a été soumis à la ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie.

L'arrêté du 15 janvier 2016 pris par le ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie fixe le coût objectif au projet de stockage Cigéo à 25 milliards d'euros aux conditions économiques du 31 décembre 2011. Le coût arrêté constitue un objectif à atteindre par l'ANDRA, dans le respect des normes de sûreté fixées par l'ASN, et en s'appuyant sur une coopération étroite avec les exploitants d'installations nucléaires.

La publication de cet arrêté a entraîné l'ajustement de la provision dans les comptes d'EDF au 31 décembre 2015 à hauteur de 820 millions d'euros. Le coût du projet

6. ÉTATS FINANCIERS

Bilan

Cigéo fixé par cet arrêté s'est ainsi substitué à l'estimation du coût de référence de 20,8 milliards d'euros sur lequel EDF s'appuyait précédemment dans ses comptes.

En application de cet arrêté, il a été prévu que le coût du projet Cigéo serait régulièrement mis à jour et a minima aux étapes clés du développement du projet (autorisation de création, mise en service, fin de la « phase industrielle pilote », réexamens de sûreté), conformément à l'avis de l'Autorité de Sûreté Nucléaire.

Les études de conception des installations futures sont en cours avec l'ANDRA et les parties prenantes. Elles intègrent des optimisations technico-économiques ainsi que les retours de l'instruction du dossier d'options de sûreté transmis par l'ANDRA à l'ASN en avril 2016. Par ailleurs, la loi du 11 juillet 2016 a précisé la notion de réversibilité. Courant 2017 l'ANDRA a opté pour une nouvelle configuration qui servira de base à l'avant-projet.

Selon le planning de l'ANDRA, la demande de création de Cigéo (installation nucléaire de base) est prévue courant 2019 et l'obtention d'une autorisation de création en 2022. Après une phase industrielle pilote à partir de 2026, les premiers colis de déchets devraient être réceptionnés en 2031.

Le 15 janvier 2018, l'ASN a rendu son avis sur le DOS Cigéo (dossier d'option de sûreté) estimant que le projet a atteint globalement une maturité technologique satisfaisante au stade du dossier d'options de sûreté. Dans cet avis, l'ASN demande que pour les déchets bitumineux, des filières alternatives à leur stockage en l'état à Cigéo soient étudiées.

28.3 PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES

EDF assume la responsabilité technique et financière de la déconstruction des centrales dont il est exploitant. Le processus de déconstruction est encadré réglementairement par la loi du 13 juin 2006, le décret n°2007-1557 du 2 novembre 2007 et le Code de l'environnement (articles L. 593-25 et s.). Pour un site donné, il se caractérise par :

- une déclaration d'arrêt au moins deux ans avant la date d'arrêt envisagée ;
- depuis la loi de transition énergétique (LTE) du 17 août 2015, la mise à l'arrêt définitif (MAD), qui a lieu pendant la phase de fonctionnement de l'INB, est considérée séparément du démantèlement, comme une modification notable de moindre importance (nécessitant simplement une déclaration de l'exploitant au ministre et à l'ASN) ;
- une demande de démantèlement conduisant, après instruction par les autorités et enquête publique, à un décret d'autorisation unique, permettant la déconstruction ;

Les variations des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	Dotations		Reprises		Autres ⁽²⁾	2017
	2016	Exploitation Financières ⁽¹⁾	Suite à utilisation			
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	10 899	2	461	(13)	267	11 616
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	3 223	-	197	(118)	2	3 304
TOTAL PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES	14 122	2	658	(131)	269	14 920

(1) Il s'agit des charges financières de désactualisation et des effets de variation du taux d'actualisation net pour les provisions non adossées à des actifs.

(2) Il s'agit de changements d'estimations dont la contrepartie est comptabilisée en variations des immobilisations corporelles (voir note 1.15.1) ou de reclassements de provisions.

Pour les centrales nucléaires en exploitation (filière réacteur à eau pressurisée (REP) paliers 900 MW, 1 300 MW et N4)

Jusqu'en 2013, les provisions ont été évaluées sur la base d'une étude du ministère de l'Industrie et du Commerce datant de 1991, qui a déterminé une estimation du coût de référence de déconstruction exprimé en euros par megawatt, confirmant les hypothèses de la Commission PEON de 1979. Ces évaluations avaient été confortées, à partir de 2009, par une étude détaillée des coûts de déconstruction réalisée par l'entreprise sur un site représentatif, soit le site de Dampierre (4

■ des points d'étape clés avec l'ASN, intégrés dans un référentiel de sûreté propre aux opérations de démantèlement ;

■ un processus d'autorisation interne de l'exploitant, indépendant des opérationnels et audité par l'ASN, et qui permet d'engager certains travaux en limite du référentiel autorisé ;

■ enfin, une fois les opérations terminées, le déclassement de l'installation, la faisant sortir du régime juridique des installations nucléaires de base.

Le scénario de déconstruction retenu par EDF est conforme au Code de l'environnement qui impose un délai aussi court que possible entre l'arrêt définitif de l'installation et son démantèlement dans des conditions économiquement acceptables et dans le respect des principes énoncés à l'article L. 1333-1 du Code de la santé publique (radioprotection) et au chapitre II de l'article L. 110-1 du Code de l'environnement (protection de l'environnement). L'état final visé est celui d'un usage industriel : les sites seront remis en état et les terrains pourront être réutilisés pour un usage industriel.

Les opérations en cours concernent les centrales qui ont été construites et exploitées avant le parc nucléaire actuel (centrales de « première génération ») ainsi que la centrale de Superphenix et l'Atelier des Matériaux Irradiés. Ces opérations couvrent quatre technologies différentes de réacteurs : réacteur à eau lourde (Brennilis), réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium (Superphenix à Creys-Malville), réacteur modéré au graphite et refroidi au gaz (réacteurs UNGG à Chinon, Saint Laurent et Bugey) et réacteur à eau pressurisée (« REP » à Chooz). Ces opérations constituent des premières pour EDF et à l'exception du REP, elles concernent des technologies de réacteurs pour lesquelles le retour d'expérience international est faible voire inexistant. Elles nécessitent donc le développement de méthodes et technologies nouvelles qui comportent un risque plus important que des technologies disposant déjà d'un retour d'expérience. La déconstruction du REP à Chooz bénéficie d'un retour d'expérience (essentiellement américain et limité) mais présente la particularité de se situer dans une caverne, ce qui en fait également une opération singulière pour laquelle le retour d'expérience n'est pas immédiatement transposable et qui comprend des aléas spécifiques.

Le retour d'expérience acquis sur le REP de Chooz permet toutefois de rendre robuste autant que possible les études et l'estimation des coûts futurs de la déconstruction du parc nucléaire actuellement en fonctionnement (centrales de « deuxième génération »). Néanmoins, EDF, ni aucun autre opérateur, n'a aujourd'hui engagé un programme de déconstruction à une échelle comparable à celle du parc REP actuel et les estimations comportent donc à la fois des opportunités et des risques notamment associés à cet effet d'échelle.

Les provisions pour déconstruction couvrent les charges futures de déconstruction telles que décrites ci-dessus (à l'exception de l'évacuation et du stockage des déchets qui relèvent de la provision pour gestion à long terme des déchets).

tranches 900 MW) et dont les résultats ont été corroborés par une inter-comparaison avec l'étude du cabinet LaGuardia, fondée notamment sur le réacteur de Maine Yankee aux Etats-Unis.

En 2014, l'étude Dampierre a fait l'objet d'un réexamen par l'entreprise pour s'assurer qu'il n'y avait pas d'évolutions ou de retours d'expérience récents, tant au niveau international qu'en interne, remettant en cause les chiffres précédents. Les provisions pour déconstruction des centrales en exploitation ont alors été évaluées sur la base des coûts issus de l'étude Dampierre afin de prendre en compte les meilleures estimations de l'entreprise et les retours d'expérience en France et à

l'international. Ce changement d'estimation n'avait pas eu d'impact significatif sur le niveau des provisions au 31 décembre 2014.

Entre juin 2014 et juillet 2015, un audit sur les coûts du démantèlement du parc nucléaire d'EDF en exploitation, commandité par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC), a été conduit par des cabinets spécialisés. Le 15 janvier 2016, la DGEC a rendu publique la synthèse du rapport de cet audit. L'Administration a indiqué que, bien que l'estimation du coût du démantèlement de réacteurs nucléaires reste un exercice délicat, compte tenu du retour d'expérience relativement limité, des perspectives d'évolution des techniques et de l'éloignement des dépenses dans le temps, l'audit confortait globalement l'estimation faite par EDF du coût du démantèlement de son parc nucléaire en exploitation. L'Administration a également formulé à EDF un certain nombre de recommandations suite à cet audit.

En 2016, EDF a effectué une révision du devis de démantèlement afin de prendre en compte, d'une part, les recommandations de l'audit qui lui avaient été adressées, et d'autre part, le retour d'expérience des opérations de démantèlement des réacteurs de première génération (en particulier Chooz A).

Le travail de révision du devis a consisté en la mise en œuvre d'une démarche analytique détaillée, identifiant l'ensemble des coûts d'ingénierie, de travaux, d'exploitation et de traitement des déchets liés au démantèlement futur des réacteurs en cours de fonctionnement. Il permet d'aboutir à un chiffrage reposant sur des chroniques détaillées de démantèlement des centrales. La démarche adoptée a permis d'approfondir l'évaluation des coûts propres aux têtes de série, estimés pour chaque palier à partir de coefficients de transposition appliqués au coût de référence de la tête de série 900 MW, ainsi que les effets de série et de mutualisation, ces coûts et effets étant en effet inhérents à la taille et à la configuration du parc.

Les natures des principaux effets de mutualisation et de série retenus dans les chiffrages du devis sont explicitées ci-dessous.

Les effets de mutualisation sont de différentes natures :

- certains sont liés au partage de bâtiments et d'équipements communs entre plusieurs réacteurs sur un même site, qu'il n'y a donc pas à démanteler deux fois. Ainsi, structurellement, le démantèlement d'une paire de réacteurs sur un même site coûte moins cher que le démantèlement de deux réacteurs isolés sur deux sites différents. En France, à la différence des autres pays, il n'y a pas de réacteurs isolés mais des sites avec 2, 4 et dans un cas, 6 réacteurs ;
- certains coûts ne sont pas accrus si l'on démantèle 2 ou 4 réacteurs sur un même site. C'est le cas généralement des coûts de surveillance et de maintien du site en conditions opérationnelles sûres ;
- le traitement des déchets dans des installations centralisées (par exemple pour la découpe des grands composants) est moins onéreux que la multiplication des installations de traitement sur les chantiers de démantèlement.

Les effets de série sont quant à eux essentiellement de deux natures différentes :

- un premier effet provient du fait que, sur un parc de même technologie, une large part des études ne doit pas être refaite à chaque fois ;
- un second effet provient du fait que, sur un parc de même technologie, les robots et les outillages peuvent être très largement réutilisés d'un chantier à l'autre.

De tels effets de série sont de même nature que ceux observés lors de la construction du parc, que ce soit en termes d'études ou d'usines de fabrication de composants.

Par exemple, sur le palier 900 MW, entre la tête de série 2 tranches et un réacteur moyen 2 tranches, un effet de série de l'ordre de 20 % est attendu.

Les effets de série et de mutualisation notamment permettent d'expliquer pourquoi une simple comparaison des coûts moyens de démantèlement par réacteur entre le parc français et les parcs nucléaires d'autres pays n'est pas pertinente.

A contrario, les chiffrages n'intègrent que de façon très marginale l'évolution de la productivité et l'effet d'apprentissage. L'audit externe mandaté par la DGEC sur le coût de démantèlement du parc en exploitation avait à cet égard considéré que l'effet d'apprentissage pris en compte dans le devis était prudent.

Le devis intègre également, par prudence, une évaluation des risques, aléas et incertitudes.

EDF considère que le travail effectué dans le cadre de la révision du devis permet de répondre aux différentes recommandations de l'audit qui lui ont été adressées. La démarche mise en œuvre et les résultats des travaux ont été présentés à l'autorité

administrative et font actuellement l'objet de questions complémentaires et d'échanges.

Par ailleurs, EDF continue à conforter ses analyses par une intercomparaison internationale prenant soin de prendre en compte un certain nombre d'éléments pouvant fausser des comparaisons directes comme notamment les différences de périmètres des devis ou les contextes nationaux et réglementaires.

Les résultats de cette démarche détaillée ont conduit, au global, à des évolutions limitées du devis et des provisions associées au 31 décembre 2016 - hors conséquences de la modification de la durée d'amortissement des centrales du palier 900 MW (hors Fessenheim) au 1^{er} janvier 2016 et hors effet lié à l'évolution du taux d'actualisation au 31 décembre 2016 - à savoir :

- une augmentation du devis pour déconstruction de 321 millions d'euros et une augmentation du devis pour gestion à long terme des déchets MAVL de 334 millions d'euros ;
- et une diminution de la provision pour déconstruction de (451) millions d'euros ainsi qu'une augmentation de la provision pour gestion à long terme des déchets MAVL de 162 millions d'euros, ces deux variations ayant leur contrepartie dans les actifs sous-jacents.

Après sa révision en 2016, il a été prévu que le devis ferait l'objet d'une revue annuelle. En 2017, cette revue a donné lieu à des ajustements non significatifs.

Pour les centrales nucléaires définitivement arrêtées

Contrairement au parc REP en exploitation, les réacteurs de première génération à l'arrêt sont de technologies différentes : REP à Chooz A, Uranium Naturel Graphite Gaz (UNGG) à Bugey, Saint Laurent et Chinon, eau lourde à Brennilis, et réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium à Creys-Malville.

Les coûts de déconstruction sont évalués à partir de devis qui prennent en compte le retour d'expérience industriel, les aléas et évolutions réglementaires, et les dernières données chiffrées disponibles.

En 2015, la stratégie industrielle de démantèlement des centrales UNGG a été totalement revue. La stratégie précédemment retenue reposait sur un scénario de démantèlement des caissons (bâtiments réacteurs UNGG) « sous eau », pour quatre d'entre eux, avec stockage direct du graphite dans un centre en cours d'étude par l'ANDRA (voir note 28.2- Déchets FAVL). Un ensemble de faits techniques nouveaux ont fait apparaître que la solution alternative d'un démantèlement « sous air » des caissons était de nature à permettre une plus grande maîtrise industrielle des opérations et se présentait plus favorablement au regard des enjeux de sécurité, de radioprotection et d'environnement. Un scénario de démantèlement de l'ensemble des six caissons « sous air » a donc été retenu comme nouvelle référence par l'entreprise. Il intègre la consolidation du retour d'expérience après le démantèlement d'un premier caisson, avant d'engager celui des cinq autres. Il conduit au final à une phase de déconstruction plus longue que précédemment envisagée, conduisant à un renchérissement du devis du fait des coûts d'exploitation induits.

Cette évolution du scénario industriel a été présentée au collège des commissaires de l'ASN le 29 mars 2016.

À la demande de l'ASN, une revue d'experts indépendants a été mandatée au premier trimestre 2017 pour analyser les solutions retenues par EDF pour la déconstruction de ses six réacteurs UNGG, à l'issue de laquelle les principaux choix retenus n'ont pas été remis en cause. Une nouvelle audition du collège des commissaires de l'ASN a eu lieu en juin 2017 sur la base de ces conclusions et d'un dossier de justification remis par EDF en mars.

Elle a abouti à la proposition d'une nouvelle audition en 2018 après la remise par EDF d'un nouveau dossier présentant le calendrier détaillé des opérations qui seront menées dans les 15 ans à venir ainsi que le résultat des nombreuses études menées sur la tenue des structures des réacteurs dans la durée.

Le dossier de stratégie et celui d'options de sûreté sur la mise en configuration sécurisée ainsi que le calendrier détaillé des opérations 2017-2032 ont été transmis fin décembre 2017.

La mise à jour du scénario industriel de démantèlement des centrales de première génération, en particulier celui relatif aux UNGG, a conduit à augmenter la provision de 590 millions d'euros au 31 décembre 2015.

Après sa révision en 2015, il a été prévu que le devis ferait l'objet d'une revue annuelle. En 2016, cette revue a donné lieu à des ajustements non significatifs, à l'exception d'une augmentation de 125 millions d'euros pour une installation

particulière (Atelier des Matériaux Irradiés de Chinon). En 2017, cette revue a donné lieu à des ajustements non significatifs.

28.4 PROVISIONS POUR DERNIERS CŒURS

Cette provision couvre les charges qui résulteront de la mise au rebut du combustible partiellement consommé à l'arrêt définitif du réacteur. Son évaluation est fondée sur :

- le coût de la perte correspondant au stock de combustible en réacteur non totalement irradié à l'arrêt définitif et qui ne peut pas être réutilisé du fait de contraintes techniques et réglementaires ;
- le coût des opérations de traitement du combustible, d'évacuation et de stockage des déchets correspondants. Ces coûts sont valorisés selon des modalités similaires à celles utilisées pour les provisions relatives à la gestion du combustible usé et à la gestion à long terme des déchets radioactifs.

Ces coûts sont inéluctables et font partie des coûts de mise à l'arrêt et de démantèlement de la tranche de production nucléaire. En conséquence, les coûts sont intégralement provisionnés dès la date de mise en service et un actif est constitué en contrepartie de la provision.

28.5 ACTUALISATION DES PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE ET ANALYSES DE SENSIBILITÉ

28.5.1 Taux d'actualisation

(1) Calcul du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation est déterminé sur la base de séries longues d'emprunts obligataires de durée aussi proche que possible de la durée du passif. Une partie des dépenses pour lesquelles sont constituées ces provisions sera toutefois décaissée sur des horizons de temps qui excèdent largement la durée des instruments couramment traités sur les marchés financiers.

Il est pris pour référence la moyenne glissante sur 10 ans du rendement de l'OAT 2055, dont la durée est proche de celle des engagements, à laquelle est ajouté le *spread* des obligations d'entreprises de notation A à AA, dont EDF fait partie.

La méthodologie retenue pour la détermination du taux d'actualisation, notamment la référence à des moyennes glissantes de taux sur 10 ans, permet de privilégier la prise en compte des tendances longues sur les évolutions des taux en cohérence avec l'horizon lointain des décaissements. La révision du taux d'actualisation est ainsi fonction des évolutions structurelles de l'économie conduisant à des changements durables à moyen et long termes.

L'hypothèse d'inflation retenue est déterminée en cohérence avec les prévisions données par le consensus et l'inflation anticipée calculée à partir du rendement des obligations indexées sur l'inflation.

Le taux d'actualisation ainsi calculé s'établit à 4,1 % au 31 décembre 2017, prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,5 % (respectivement 4,2 % et 1,5 % au 31 décembre 2016) soit un taux d'actualisation réel de 2,6 % au 31 décembre 2017 (2,7 % au 31 décembre 2016).

(2) Plafond réglementaire du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation retenu doit respecter un double plafond réglementaire. Selon le décret modifié du 23 février 2007 et l'arrêté du 21 mars 2007 modifié notamment par l'arrêté du 29 décembre 2017, le taux d'actualisation doit être inférieur :

- au plafond réglementaire défini jusqu'au 31 décembre 2026 comme les moyennes pondérées d'un premier terme fixé à 4,3 %, et d'un deuxième terme correspondant à la moyenne arithmétique sur les 48 derniers mois du TEC 30 ans majorée de 100 points. La pondération affectée au premier terme constant de 4,3 % décroît linéairement de 100 % à fin 2016 pour atteindre 0 % à fin 2026 ;
- au taux de rendement anticipé des actifs de couverture (actifs dédiés).

Le taux plafond calculé à partir de la référence TEC 30 s'établit à 4,1 % au 31 décembre 2017 (4,3 % au 31 décembre 2016).

Le taux d'actualisation retenu au 31 décembre 2017 est de 4,1 %.

28.5.2 Analyses de sensibilité aux hypothèses macroéconomiques

La sensibilité aux hypothèses de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation ainsi qu'aux échéanciers de décaissements peut être estimée à partir de la comparaison du montant brut évalué aux conditions économiques de fin de période avec le montant en valeur actualisée.

	2017		2016	
	Aux conditions économiques de fin d'année	Valeur actualisée	Aux conditions économiques de fin d'année	Valeur actualisée
<i>(en millions d'euros)</i>				
Gestion du combustible usé	19 058	10 786	18 460	10 658
Reprise et conditionnement des déchets	1 203	726	-	-
Gestion à long terme des déchets radioactifs	29 396	8 814	29 631	8 966
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	49 657	20 326	48 091	19 624
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	20 563	11 616	20 185	10 899
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	6 472	3 304	6 431	3 223
Derniers cœurs	4 332	2 387	4 344	2 287
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	31 367	17 307	30 960	16 409

Cette approche peut être complétée par l'estimation de l'impact sur la valeur actualisée d'une variation du taux d'actualisation.

En application de l'article 11 du décret du 23 février 2007, le tableau ci-dessous fournit pour EDF ces différents éléments pour les principales composantes des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs :

<i>(en millions d'euros)</i>	Montants provisionnés en valeur actualisée	Sensibilité au taux d'actualisation			
		Sur la provision au bilan		Sur le résultat avant impôt	
		+ 0,20 %	- 0,20 %	+ 0,20 %	- 0,20 %
	31/12/2017				
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE					
■ gestion du combustible utilisé	10 786	(221)	238	190	(206)
■ reprise et conditionnement des déchets	726	(22)	24	13	(14)
■ gestion à long terme des déchets radioactifs	8 814	(497)	562	407	(464)
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS					
■ déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	11 616	(477)	501	7	(7)
■ déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	3 304	(125)	135	125	(135)
■ derniers cœurs	2 387	(85)	90	-	-
TOTAL	37 633	(1 427)	1 550	742	(826)

NOTE 29 AUTRES PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION

Les autres provisions pour déconstruction concernent majoritairement la déconstruction des centrales thermiques à flamme.

Les charges liées à la déconstruction des centrales thermiques à flamme sont calculées à partir d'études, régulièrement mises à jour et fondées sur une estimation des coûts futurs sur la base, d'une part des coûts constatés pour les opérations

passées, et d'autre part des estimations les plus récentes portant sur des centrales encore en activité.

L'évaluation de la provision au 31 décembre 2017 prend en compte les derniers éléments de devis connus et la mise en service de nouveaux actifs de production.

NOTE 30 PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL

La variation des provisions pour avantages du personnel se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Dotations			Reprises		31/12/2017
	31/12/2016	Exploitation ⁽¹⁾	Financières	Exploitation ⁽²⁾	Financières ⁽³⁾	
Avantages postérieurs à l'emploi	9 837	838	566	(918)	(266)	10 056
Avantages à long terme	1 009	51	19	(80)	-	999
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	10 846	889	584	(998)	(266)	11 055

(1) Dont 530 millions d'euros au titre des coûts des services rendus, 356 millions d'euros au titre de l'amortissement des pertes actuarielles et 10 millions d'euros au titre des droits non acquis.

(2) Dont (974) millions d'euros au titre des contributions employeurs et (31) millions d'euros au titre des gains actuariels.

(3) Au titre du rendement attendu des actifs de couverture.

DÉCOMPOSITION DE LA VARIATION DE LA PROVISION :

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Engagements nets des actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Écarts actuariels non comptabilisés	Provision au bilan
SOLDE AU 31/12/2016	30 887	(11 317)	19 570	(59)	(8 665)	10 846
Charge nette de l'exercice 2017	1 115	(266)	849	10	325	1 184
Variation des écarts actuariels non comptabilisés	(600)	(102)	(702)	-	702	-
Cotisations versées aux fonds	-	(131)	(131)	-	-	(131)
Prestations versées	(1 294)	450	(844)	-	-	(844)
SOLDE AU 31/12/2017	30 108	(11 366)	18 742	(49)	(7 638)	11 055

Les écarts actuariels générés sur l'exercice 2017 s'élèvent à 600 millions d'euros dont 66 millions d'euros liés à l'effet des révisions d'hypothèses et 534 millions d'euros dus aux effets d'expérience.

CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AVANTAGES À LONG TERME :

(en millions d'euros)	31/12/2017	31/12/2016
Coût des services rendus de l'exercice	530	480
Charges d'intérêts (actualisation)	584	688
Rendement escompté des actifs de couverture	(266)	(272)
Amortissement des écarts actuariels non comptabilisés - avantages postérieurs à l'emploi	283	257
Variation des écarts actuariels - avantages à long terme	42	118
Effet d'une réduction ou liquidation de régime	-	-
Coût des services passés droits acquis	-	-
Coût des services passés droits non acquis	10	10
IMPACT RÉSULTAT AU TITRE DES AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AVANTAGES À LONG TERME	1 184	1 281
dont :		
Résultat d'exploitation ⁽¹⁾	865	866
Résultat financier	318	415

(1) En 2017, le montant correspond principalement aux dotations d'exploitation pour 889 millions d'euros nettes des reprises au titre des écarts actuariels de (31) millions d'euros.

30.1 PROVISIONS POUR AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI

Les provisions pour avantages postérieurs à l'emploi sont détaillées comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	Dotations			Reprises		31/12/2017
	31/12/2016	Exploitation	Financières	Exploitation	Financières	
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi	9 837	838	566	(918)	(266)	10 056
dont :						
Retraites	7 343	526	440	(723)	(256)	7 331
Charges CNIEG	443	10	10	(14)	-	449
Avantages en nature énergie	1 547	210	87	(119)	-	1 725
Indemnités de fin de carrière	(19)	42	12	(40)	(10)	(15)
Autres	523	50	17	(22)	-	567

<i>(en millions d'euros)</i>	Engagements	Actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Écarts actuariels non comptabilisés	Provision au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2017	29 109	(11 366)	(48)	(7 639)	10 056
dont :					
Retraites	22 582	(10 845)	-	(4 407)	7 331
Charges CNIEG	472	-	-	(23)	449
Avantages en nature énergie	4 572	-	-	(2 847)	1 725
Indemnités de fin de carrière	584	(506)	(28)	(65)	(15)
Autres	899	(15)	(20)	(297)	567

<i>(en millions d'euros)</i>	Engagements	Actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Écarts actuariels non comptabilisés	Provision au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2016	29 878	(11 318)	(58)	(8 665)	9 837
dont :					
Retraites	23 294	(10 797)	-	(5 155)	7 343
Charges CNIEG	499	-	-	(55)	443
Avantages en nature énergie	4 580	-	-	(3 033)	1 547
Indemnités de fin de carrière	617	(506)	(35)	(95)	(19)
Autres	888	(15)	(23)	(327)	523

30.2 PROVISIONS POUR AUTRES AVANTAGES À LONG TERME DU PERSONNEL EN ACTIVITÉ

Le montant des engagements pour autres avantages à long terme du personnel en activité correspond à celui des provisions figurant au bilan. Ces provisions sont détaillées comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	Dotations			Reprises	31/12/2017
	31/12/2016	Exploitation	Financières	Exploitation	
Provisions pour autres avantages à long terme du personnel en activité	1 009	51	19	(80)	999
dont :					
Rentes accidents du travail et maladies professionnelles	859	48	16	(69)	854
Médailles du travail	128	2	3	(8)	125
Autres	22	1	-	(3)	20

30.3 ACTIFS DE COUVERTURE

Les actifs de couverture s'élèvent à 11 366 millions d'euros au 31 décembre 2017 (11 317 millions d'euros au 31 décembre 2016). Ces actifs de couverture sont

principalement affectés à la couverture des droits spécifiques passés pour 10 845 millions d'euros et des indemnités de fin de carrière (avec un objectif de couverture à 100 %) pour 506 millions d'euros.

Les placements se décomposent au sein des contrats de la manière suivante :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2017	31/12/2016
TOTAL ACTIFS DE COUVERTURE	11 366	11 317
Actifs de couverture - régime spécial de retraite	10 845	10 797
dont en % :		
Actions	30 %	31 %
Obligations et monétaires	70 %	69 %
Actifs de couverture - indemnités de fin de carrière	506	506
dont en % :		
Actions	32 %	33 %
Obligations et monétaires	68 %	67 %
Autres actifs de couverture	15	15

30.4 HYPOTHÈSES ACTUARIELLES

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour le calcul des engagements au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des avantages à long terme des IEG sont résumées ci-dessous :

- le taux d'actualisation retenu s'élève à 1,9 % au 31 décembre 2017 (identique à celui retenu au 31 décembre 2016) ;
- le taux d'inflation retenu est estimé à 1,5 % au 31 décembre 2017 (identique à celui retenu au 31 décembre 2016) ;
- l'espérance de durée résiduelle moyenne d'activité retenue est de 19,68 ans ;
- le taux de rotation des agents est considéré comme non significatif ;
- l'évaluation du tarif agent inclut l'évolution des taxes assises sur ce tarif ;
- le taux de rendement attendu des actifs de couverture des droits spécifiques passés du régime spécial des retraites est de 2,37 % pour 2017 ;
- le taux de rendement attendu des actifs de couvertures des indemnités de fin de carrière est de 1,99 % pour 2017.

Le taux d'actualisation des engagements pour avantages du personnel a été déterminé sur la base du rendement des obligations d'entreprises de première catégorie en fonction de leur duration, appliqué aux échéances, correspondant aux décaissements futurs résultant de ces engagements. Pour les durations les plus longues, cette estimation prend également en compte les données d'un panier élargi d'obligations d'entreprises rendues comparables à celles des obligations de première catégorie, compte tenu de la réduction en 2017 du nombre de ces dernières sur ces durations.

Les engagements reposent sur des hypothèses d'augmentations salariales différenciées par âge et collège, conduisant, pour une carrière complète à une augmentation moyenne annuelle de 1,7 % hors inflation (3,2 % y compris inflation).

NOTE 31 PROVISIONS POUR AUTRES CHARGES

(en millions d'euros)	31/12/2016	Dotations exploitation		Reprises		Autres	31/12/2017
				Suite à utilisation	Sans objet		
Provisions pour charges relatives							
■ au personnel	88	51	(65)	(5)	-		69
■ au renouvellement des immobilisations du domaine concédé	262	13	-	-	(11)		264
■ aux autres charges	529	194	(92)	(26)	-		605
PROVISIONS POUR AUTRES CHARGES	879	258	(157)	(31)	(11)		938

NOTE 32 DETTES

(en millions d'euros)	Degré d'exigibilité			Montant brut au 31/12/2017	Montant brut au 31/12/2016
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		
Dettes					
Emprunts obligataires	1 500	13 010	32 042	46 552	50 143
Emprunts et dettes auprès des établissements de crédits	-	-	1 200	1 200	1 245
Autres emprunts	1 949	7	6	1 962	3 986
Dettes financières diverses					
■ avances sur consommation	1	7	19	27	29
■ autres dettes	1 697	3	-	1 700	1 458
Dettes financières (voir note 33)	5 147	13 027	33 267	51 441	56 861
Avances et acomptes reçus des clients ⁽¹⁾	6 861	-	-	6 861	7 068
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	7 550	88	32	7 670	7 103
Dettes fiscales et sociales ⁽²⁾	8 011	-	-	8 011	8 539
Dettes sur immobilisations et comptes rattachés	2 206	102	-	2 308	1 813
Comptes créditeurs ⁽³⁾	13 922	-	-	13 922	15 717
Dettes d'exploitation, d'investissements et dettes diverses	31 689	190	32	31 911	33 172
Instruments de trésorerie ⁽⁴⁾	1 866	1 168	1 437	4 471	5 283
Produits constatés d'avance ⁽⁵⁾	577	912	1 796	3 285	3 627
TOTAL DETTES	46 140	15 297	36 532	97 969	106 011

(1) Les avances et acomptes reçus comprennent principalement les paiements des clients mensualisés particuliers et professionnels pour 6 568 millions d'euros (6 828 millions d'euros au 31 décembre 2016).

(2) Au 31 décembre 2017, ce poste inclut un montant de 1 562 millions d'euros au titre de la CSPE à collecter sur l'énergie livrée non facturée (1 632 millions d'euros au 31 décembre 2016).

(3) Il s'agit principalement des montants au titre des comptes-courants et conventions de placements et de trésorerie avec les filiales.

(4) Ils correspondent pour l'essentiel aux pertes latentes sur instruments de change.

(5) Au 31 décembre 2017, les produits constatés d'avance comprennent les avances partenaires versées à EDF dans le cadre du financement des centrales nucléaires et les contrats long terme associés pour 1 711 millions d'euros (1 822 millions d'euros en 2016). Les produits constatés d'avance sur contrats long terme intègrent également l'avance versée à EDF en 2010 dans le cadre du contrat avec le consortium Exeltium. Cette avance est reprise linéairement au compte de résultat sur la durée du contrat.

NOTE 33 DETTES FINANCIÈRES

(en millions d'euros)	Solde au 31/12/2016	Nouveaux emprunts	Remboursements	Ajustements de change réalisé et latent	Autres	Solde au 31/12/2017
Emprunts en euros	1 013	-	-	-	-	1 013
Emprunts en devises	15 309	1 124	(2 270)	(1 725)	-	12 438
Euro-Medium Term Notes (EMTN) en euros	20 483	-	-	-	-	20 483
Euro-Medium Term Notes (EMTN) en devises	13 338	146	-	(866)	-	12 618
Emprunts obligataires	50 143	1 270	(2 270)	(2 591)	-	46 552
Emprunts long terme en euros	1 245	-	(45)	-	-	1 200
Emprunts auprès des établissements de crédit	1 245	-	(45)	-	-	1 200
Titres de créances négociables en euros ⁽¹⁾	1 674	-	(974)	-	-	700
Titres de créances négociables en devises ⁽¹⁾	2 298	-	(790)	(261)	-	1 247
Emprunts contractuels à caractère financier	14	2	(1)	-	-	15
Autres emprunts	3 986	2	(1 765)	(261)	-	1 962
Total emprunts	55 374	1 272	(4 080)	(2 852)	-	49 714
Avances sur consommation	29	-	-	-	(2)	27
Avances diverses	82	11	(13)	-	-	80
Comptes bancaires créditeurs	134	-	-	-	299	433
Débets bancaires différés	38	-	-	-	1	39
Intérêts à payer	1 204	-	-	-	(56)	1 148
Total autres dettes financières diverses	1 458	11	(13)	-	244	1 700
TOTAL DETTES FINANCIÈRES	56 861	1 283	(4 093)	(2 852)	242	51 441

(1) Les émissions sont nettes des remboursements.

Le 20 janvier 2017, EDF a levé 137 milliards de yens, soit environ 1,1 milliard d'euros, à travers 4 obligations senior sur le marché japonais (« obligations Samourai ») (voir note 2.5)

Les remboursements d'emprunts obligataires pour un montant de 2 270 millions d'euros concernent des emprunts en devises arrivés à échéance.

33.1 VENTILATION DES EMPRUNTS PAR DEVISES AVANT ET APRÈS INSTRUMENTS DE COUVERTURE

(en millions d'euros)	Structure de la dette au bilan				Incidence des instruments de couverture		Structure de la dette au bilan après couvertures			
	En devises	En euros	% de la dette en devises	% de la dette	En devises	En euros	En devises	En euros	% de la dette en devises	% de la dette
Total I - Euros		23 411		47		21 360		44 771		90
CHF	550	470	1,8	1	(550)	(470)	-	-	-	-
GBP	7 385	8 324	31,6	17	(3 000)	(3 381)	4 385	4 943	100	10
HKD	2 416	258	1,0	1	(2 416)	(258)	-	-	-	-
JPY	137 000	1 015	3,9	2	(137 000)	(1 015)	-	-	-	-
NOK	1 000	101	0,4	-	(1 000)	(101)	-	-	-	-
USD	19 351	16 135	61,3	32	(19 351)	(16 135)	-	-	-	-
Total II - Autres devises		26 303	100	53		(21 360)		4 943	100	10
TOTAL I + II		49 714		100		-		49 714		100

Les nominaux des instruments, présentés en engagements hors bilan (voir note 35.1), ne modifient pas les emprunts figurant au bilan.

33.2 VENTILATION DES EMPRUNTS PAR TYPE DE TAUX D'INTÉRÊT AVANT ET APRÈS INSTRUMENTS DE COUVERTURE

	Structure de la dette au bilan			Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette au bilan après couvertures		
	Montants	% 31/12/2017	% 31/12/2016		Montants	Montants	% 31/12/2017
<i>(en millions d'euros)</i>							
Emprunts Long Terme et EMTN	47 057			(22 679)	24 378		
Emprunts Court Terme	1 947			-	1 947		
Dettes à taux fixe	49 004	99	97	(22 679)	26 325	53	54
Emprunts Long Terme et EMTN	710			22 679	23 389		
Emprunts Court Terme	-			-	-		
Dettes à taux variable	710	1	3	22 679	23 389	47	46
TOTAL	49 714	100	100	-	49 714	100	100

NOTE 34 ÉCARTS DE CONVERSION-PASSIF

Les écarts de conversion-passif présentent au 31 décembre 2017 un gain latent de change de 485 millions d'euros (384 millions d'euros au 31 décembre 2016) dont 122 millions d'euros concernant deux emprunts perpétuels en livres sterling, 128 millions d'euros concernant un emprunt en livres sterling intégralement couvert

par des cross currency swaps, ainsi que 196 millions d'euros de swaps de change et de change à terme en couverture des actifs dédiés conformément à la règle de compensation retenue dans le cadre de la mise œuvre du nouveau règlement ANC 2015-05. (voir note 1.11)

AUTRES INFORMATIONS

NOTE 35 INSTRUMENTS FINANCIERS

35.1 ENGAGEMENTS HORS BILAN LIES AUX DÉRIVÉS DE CHANGE ET DE TAUX D'INTÉRÊT

EDF utilise des instruments financiers dans le but de limiter l'impact des risques de change et de taux d'intérêt.

	31/12/2017		31/12/2016	
	À recevoir Notionnel	À livrer Notionnel	À recevoir Notionnel	À livrer Notionnel
<i>(en millions d'euros)</i>				
1-Opérations sur les taux d'intérêt				
Swaps de taux court terme				
EUR	-	-	-	-
Swaps de taux long terme				
EUR	7 184	7 184	7 423	7 423
USD	3 043	3 043	3 463	3 463
GBP	3 593	3 593	3 730	3 730
JPY	-	-	-	-
Sous-total	13 820	13 820	14 616	14 616
2-Opérations sur le change				
Opérations à terme				
EUR	20 232	22 032	20 619	21 819
CAD	637	525	662	518
USD	13 634	12 941	15 756	14 644
GBP	6 848	4 521	5 624	4 575
CHF	857	557	141	242
HUF	11	11	458	458
ILS	180	180	183	183
PLN	1 171	1 255	1 360	1 432
JPY	102	1 680	48	862
CNY	15	15	-	-
MXN	62	61	60	60
Autres	123	123	92	92
Swaps de capitaux long terme				
EUR	9 099	33 253	9 315	35 407
JPY	1 015	103	-	113
USD	18 515	4 385	22 726	5 615
GBP	11 337	4 126	13 011	4 213
CHF	470	427	1 257	93
HUF	-	-	-	-
CAD	37	37	42	42
ILS	132	132	140	140
PLN	6	3	4	1
NOK	102	-	110	-
MXN	-	11	-	-
HKD	258	-	149	-
Sous-total	84 843	86 378	91 757	90 509
3-Swaps de titrisation	264	264	350	350
TOTAL DES ENGAGEMENTS HORS BILAN FINANCIERS	98 927	100 462	106 723	105 475
4-Swaps sur matières premières				
Charbon <i>(en millions de tonnes)</i>	4	4	3	3
Produits pétroliers <i>(en milliers de barils)</i>	7 348	7 348	7 634	7 634

Les montants figurant dans le tableau ci-dessus correspondent aux valeurs nominales des contrats contrevalorisés aux cours de change du 31 décembre 2017 (que ces contrats soient qualifiés de couverture ou pas).

35.2 INCIDENCE DES OPÉRATIONS DE GESTION FINANCIÈRE SUR LE RÉSULTAT DE L'EXERCICE

(en millions d'euros)

	2017	2016
Instruments non qualifiés de couverture		
Instruments de taux ⁽¹⁾	104	136
Instruments de change	(202)	(979)
Instruments qualifiés de couverture		
Instruments de taux	600	596
Instruments de change	442	94

(1) Y compris les intérêts sur les swaps.

35.3 JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS

La juste valeur des contrats d'échange de devises et de taux d'intérêt a été estimée en actualisant les flux de trésorerie futurs attendus avec les taux de change du marché et les taux d'intérêt à la clôture sur la période restant à courir sur les contrats (la valeur de marché comprend les intérêts courus).

La valeur comptable des instruments dérivés hors bilan comprend les intérêts courus, les soultes et les primes payées ou reçues ainsi que les écarts de change, déjà enregistrés dans les comptes d'EDF. La différence entre la valeur comptable et la valeur de marché donne le gain latent ou la perte latente.

La juste valeur des instruments financiers dérivés hors bilan au 31 décembre 2017 calculée par l'entreprise figure ci-dessous :

(en millions d'euros)	Valeur comptable	Juste valeur
Opérations de couverture du risque de taux		
■ Swaps de taux	156	1 727
Opérations de couverture du risque de change		
■ Opérations de change à terme et swaps de change	(37)	(167)
■ Cross Currency Swaps	(1 390)	(2 435)
Opérations de couverture du risque sur matières premières		
■ Charbon	-	72
■ Produits pétroliers	-	21
TOTAL	(1 271)	(782)

6.

NOTE 36 AUTRES ENGAGEMENTS ET OPÉRATIONS HORS BILAN

Au 31 décembre 2017, les éléments constitutifs des engagements liés à l'exploitation, au financement et aux investissements (hors engagements de livraisons d'électricité et accords de partenariat) sont les suivants :

(en millions d'euros)	Échéances				31/12/2017	31/12/2016
	< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans		
Engagements hors bilan donnés	13 882	19 412	12 646	9 599	55 539	58 437
Engagements liés aux opérations d'exploitation	6 672	13 672	11 379	9 562	41 285	45 232
■ Engagements d'achats de combustible et d'énergie	3 266	10 659	9 418	9 317	32 660	38 282
■ Autres engagements liés à l'exploitation	3 406	3 013	1 961	245	8 625	6 950
Engagements liés aux opérations d'investissement	3 203	3 519	506	27	7 255	8 065
Engagements liés aux opérations de financement	4 007	2 221	761	10	6 999	5 140
Engagements hors bilan reçus	2 574	10 823	244	164	13 805	16 076
Engagements liés aux opérations d'exploitation	1 715	1 362	244	164	3 485	3 258
Engagements liés aux opérations d'investissement	25	11	-	-	36	2 603
Engagements liés aux opérations de financement	834	9 450	-	-	10 284	10 215

36.1 ENGAGEMENTS DONNÉS

Dans la quasi-totalité des cas, les engagements donnés sont réciproques, les tiers concernés ayant une obligation contractuelle de fournir à EDF des actifs ou des prestations relatifs à des opérations d'exploitation, d'investissement ou de financement.

Au 31 décembre 2017, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Échéances				31/12/2017	31/12/2016
	< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans		
Achats d'électricité et services associés	1 736	3 504	3 804	5 316	14 360	16 469
Achats de combustible nucléaire	1 530	7 155	5 614	4 001	18 300	21 813
ENGAGEMENTS D'ACHATS D'ÉLECTRICITÉ ET DE COMBUSTIBLE NUCLÉAIRE	3 266	10 659	9 418	9 317	32 660	38 282

Achats d'électricité et services associés

Les engagements d'achats d'électricité proviennent notamment :

- des Systèmes Énergétiques Insulaires qui se sont engagés à acheter de l'électricité produite à partir de bagasse et de charbon ainsi que de l'électricité produite par les centrales des filiales EDF Production Électricité Insulaire ;
- de contrats de couverture : il s'agit d'achats à terme à volume et prix fixes dans le cadre de contrats passés avec EDF Trading.

Par ailleurs, en complément des obligations valorisées ci-dessus et au terme de l'article 10 de la loi du 10 février 2000, EDF a l'obligation d'acheter en France métropolitaine dès lors que le producteur en fait la demande et sous réserve du respect d'un certain nombre de caractéristiques techniques, la production issue des centrales de cogénération ainsi que des unités de production d'énergie renouvelable (éolienne, petite hydraulique, photovoltaïque, etc.).

Les surcoûts générés par cette obligation sont compensés (après validation par la CRE) via la CSPE. Ces obligations d'achat s'élèvent à 47 TWh pour l'exercice 2017 (43 TWh pour 2016), dont 6 TWh au titre de la cogénération (6 TWh pour 2016), 23 TWh au titre de l'éolien (20 TWh pour 2016), 9 TWh au titre du photovoltaïque (8 TWh pour 2016) et 3 TWh au titre de l'hydraulique (3 TWh pour 2016).

Achats de combustible nucléaire

Les engagements d'achats de combustible nucléaire proviennent des contrats d'approvisionnement du parc nucléaire pour couvrir les besoins d'EDF en uranium et en services de fluoration, d'enrichissement et de fabrication d'assemblages de combustible.

La baisse de ces engagements en 2017 s'explique essentiellement par l'exécution des contrats existants.

36.1.1 Engagements d'achats de combustible et d'énergie

EDF a conclu dans le cadre de ses activités normales de production et de commercialisation des contrats à long terme d'achat d'électricité, d'autres énergies et matières premières ainsi que de combustible nucléaire, selon lesquels il s'engage à acheter sur des durées qui peuvent atteindre 20 ans.

36.1.2 Autres engagements liés à l'exploitation

Il s'agit d'engagements pris lors de la signature de commandes concernant l'exploitation ou les marchés en cours ainsi que des garanties liées à ces activités opérationnelles et des contrats de location non résiliables en tant que preneur qui portent principalement sur des locaux, des équipements ou des véhicules. Les loyers payables sont susceptibles de renégociations selon des périodicités contractuelles.

La hausse de ces engagements s'explique notamment :

- par la signature de l'accord PIDU (Accord global de propriété intellectuelle et droit d'usage). Le 30 juin 2017 EDF et AREVA NP (aujourd'hui Framatome) ont signé un accord global relatif à la propriété intellectuelle de Framatome et aux droits d'usage accordés à EDF et ses affiliés pour leurs besoins (parc en exploitation et nouveau projets nucléaires) ;
- à hauteur de 464 millions d'euros par la reprise de garanties contractuelles et bancaires effectuée dans le cadre de l'acquisition de Framatome le 31 décembre 2017.

36.1.3 Engagements liés aux opérations d'investissement

Il s'agit essentiellement d'engagements liés aux acquisitions d'immobilisations corporelles. La baisse des engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels d'EDF s'explique par l'avancement du projet EPR de Flamanville 3, l'évolution des contrats de remplacement des générateurs de vapeur (RGV) et l'évolution des contrats des diesel ultime secours (DUS).

36.1.4 Engagements liés aux opérations de financement

Il s'agit d'engagements de financement d'EDF vis-à-vis de ses filiales, notamment en 2017, d'EDF Trading pour 2 060 millions d'euros, d'EDF Énergies Nouvelles pour 1 637 millions d'euros, d'EDF Energy pour 953 millions d'euros, d'EDISON pour 929 millions d'euros et d'Enedis pour 800 millions d'euros.

36.2 ENGAGEMENTS REÇUS

36.2.1 Engagements liés aux opérations d'exploitation

Il s'agit essentiellement :

- de contrats de location simple en tant que bailleur ;
- de garanties reçues liées aux activités opérationnelles ;
- des engagements sur des ventes d'exploitation, essentiellement concernant les prestations d'ingénierie pour HPC ;
- des engagements au titre de la mise à disposition de personnel pour EDVANCE.

36.2.2 Engagements liés aux opérations de financement

Ils correspondent au montant global des lignes de crédit dont dispose EDF auprès de différentes banques.

36.2.3 Engagements liés aux opérations d'investissement

Au 31 décembre 2016, les engagements reçus liés aux opérations d'investissement incluaient principalement un montant de 2 566 millions d'euros au titre de la future cession de 49,9 % de sa filiale RTE via la société CTE (ex C25). Cette opération a été finalisée en 2017 (voir note 2.4).

36.3 AUTRES NATURES D'ENGAGEMENTS

36.3.1 Engagements de livraison d'électricité

Dans le cadre de son activité normale, EDF a conclu des contrats à long terme de vente d'électricité, dont les principaux sont détaillés ci-après :

- contrats à long terme conclus par EDF avec un certain nombre d'électriciens européens, adossés à une centrale ou à un ensemble de centrales du parc de production nucléaire français, correspondant à une puissance installée de 3,5 GW ;
- dans le cadre de la loi NOME, EDF est engagé à céder chaque année jusqu'au 31 décembre 2025 aux fournisseurs d'électricité sur le marché français, une part de l'énergie produite par son parc nucléaire dit historique pouvant aller jusqu'à 100 TWh.

36.3.2 Achats de gaz et services associés

Des engagements d'achats de gaz sont portés par EDF dans le cadre du développement de son activité de commercialisation de gaz.

Les achats de gaz relevant de l'approvisionnement, de l'acheminement et du stockage sont principalement effectués au travers de contrats long terme et par la mise en œuvre d'achats à terme à EDF Trading.

En 2011, EDF a signé un contrat de souscription de capacité dans le terminal méthanier de Dunkerque dont la mise en service commerciale a eu lieu début janvier 2017.

6.

NOTE 37 PASSIFS ÉVENTUELS

Compte Personnel de Formation (CPF)

La loi 2014-288 du 5 mars 2014 d'application obligatoire au 1^{er} janvier 2015 et réformant la formation professionnelle, supprime le Droit Individuel à la Formation (DIF) et le remplace par le Compte Personnel de Formation (CPF). Le CPF est un dispositif dit universel rattaché à la personne et non plus au contrat de travail, qui concerne tous les salariés d'EDF à temps plein ou à temps partiel, en CDI ou en CDD, sans condition d'ancienneté. Il est représentatif d'un capital temps progressif de formation plafonné à 150 heures.

Contrôles fiscaux

À la suite de vérifications de comptabilités sur des exercices passés, l'Administration contestait la déductibilité fiscale des provisions pour rentes accident du travail et maladies professionnelles (AT/MP) de la Société. S'agissant d'une problématique liée au statut des IEG, elle concerne également les sociétés RTE, Enedis et Électricité de Strasbourg notamment. Par deux arrêts en date du 22 novembre 2017, le Conseil d'État a définitivement validé la position de la Société et reconnu le caractère déductible sur le plan fiscal de ces provisions mettant fin à l'ensemble des contentieux afférents.

Pour la période 2008 à 2015, EDF a reçu des propositions de rectifications relatives notamment à la déductibilité fiscale de certains passifs de long terme. Ce redressement réitéré chaque année représente un risque financier cumulé d'impôt sur les sociétés de l'ordre de 536 millions d'euros à fin 2017. Par deux jugements intervenus en septembre 2017, le Tribunal Administratif de Montreuil a reconnu la déductibilité fiscale de ces passifs et validé la position retenue par la Société.

Pour les exercices 2012 et 2015, l'Administration fiscale a notifié à la Société certains des redressements récurrents en matière de Contribution sur la Valeur Ajoutée des Entreprises et remis en cause la déductibilité de provisions à long terme.

Litiges en matière sociale

EDF est partie prenante à un certain nombre de litiges en matière sociale concernant notamment le temps de travail. EDF estime qu'aucun de ces litiges, pris isolément, n'est susceptible d'avoir un impact significatif sur son résultat financier ou sa situation financière. Toutefois, s'agissant de situations pouvant concerner un nombre important de salariés d'EDF, une multiplication de ces litiges pourrait potentiellement avoir un effet négatif sur la situation financière d'EDF, même si ce risque est atténué par la signature en 2016 de l'accord relatif aux forfaits jours.

NOTE 38 ACTIFS DÉDIÉS

38.1 RÉGLEMENTATION

L'article L. 594 du Code de l'environnement et ses textes d'application prescrivent d'affecter des actifs (les actifs dédiés) à la sécurisation du financement des charges relatives au démantèlement des installations nucléaires ainsi qu'au stockage de longue durée des déchets radioactifs. Ces textes régissent le mode de constitution de ces actifs dédiés, la gestion des fonds elle-même et leur gouvernance. Ces actifs sont clairement identifiés et isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers de l'entreprise et font l'objet d'un suivi et d'un contrôle particulier tant du Conseil d'administration que de l'autorité administrative.

La loi dispose que la valeur de réalisation des actifs dédiés doit être supérieure à la valeur des provisions correspondant au coût actualisé des obligations nucléaires de long terme telles que définies ci-dessus.

Le décret du 29 décembre 2010 a rendu les actions de RTE éligibles aux actifs dédiés sous certaines conditions et après autorisation administrative. En complément, le décret du 24 juillet 2013 a revu la liste des actifs éligibles en s'inspirant du Code des assurances. Il rend notamment admissibles sous certaines conditions les titres non cotés.

Le décret du 24 mars 2015, contient deux dispositions relatives aux actifs dédiés :

- la dotation annuelle aux actifs de couverture, nette des dotations complémentaires éventuelles aux provisions, doit être positive ou nulle tant que leur valeur de réalisation est inférieure à 110 % du montant des provisions concernées ;
- les biens fonciers des exploitants d'installations nucléaires peuvent, sous certaines conditions, être affectés à la couverture de ces provisions.

Le décret du 19 décembre 2016 autorise, sous certaines conditions, l'affectation aux actifs dédiés de titres de la société CTE qui détient 100 % du capital de RTE au 31 décembre 2017 (voir note 38.2.2 ci-après).

38.2 COMPOSITION ET ÉVALUATION DES ACTIFS DÉDIÉS

Par la réglementation qui les gouverne, les actifs dédiés constituent une catégorie d'actifs tout à fait spécifique.

Les actifs dédiés sont organisés et gérés conformément à une allocation stratégique fixée par le Conseil d'administration, et communiquée à l'autorité administrative. Cette allocation stratégique vise à répondre à l'objectif global de couverture sur le long terme et structure la composition et la gestion du portefeuille dans son ensemble. Elle prend en compte dans sa détermination les contraintes réglementaires sur la nature et la liquidité des actifs dédiés, les perspectives financières des marchés actions et des marchés de taux, ainsi que l'apport diversifiant d'actifs non cotés.

Dans le cadre de la révision de l'allocation stratégique, et afin de poursuivre la diversification dans les actifs non cotés engagée depuis 2010 avec les titres RTE, le Conseil d'administration a approuvé en 2013 la mise en place, à côté des placements diversifiés actions et taux, d'un portefeuille d'actifs non cotés géré par la division EDF Invest, créé suite au décret relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires du 24 juillet 2013.

EDF Invest cible trois classes d'actifs : les infrastructures à titre principal, l'immobilier et les fonds d'investissements.

Par ailleurs, suite à l'autorisation délivrée par l'État le 8 février 2013 et compte tenu de l'avis positif du Comité de suivi des engagements nucléaires et de la délibération du Conseil d'administration en date du 13 février 2013, EDF a affecté aux actifs

dédiés la totalité de la créance reconnue par l'État français, représentant le déficit cumulé de CSPE à fin 2012.

Cette créance financière a été augmentée dans les comptes au 31 décembre 2015 d'un supplément de créance, estimé alors à 644 millions d'euros, non affecté aux actifs dédiés, correspondant aux déficits de compensation de début 2013 à fin 2015, reconnu par l'État par un courrier ministériel du 26 janvier 2016. Conformément à ce courrier, la créance financière totale porte intérêt à 1,72 % et doit être remboursée selon un échéancier révisé s'étalant jusqu'à fin 2020, qui a été fixé par un arrêté du 2 décembre 2016, sur la base de la confirmation par la Commission de Régulation de l'Énergie du déficit de compensation au titre de 2015.

Le 22 décembre 2016, EDF a cédé une quote-part de 26,4 % de cette créance financière, dont le supplément de créance correspondant aux déficits de compensation de début 2013 à fin 2015, à un pool d'investisseurs.

En conséquence, la valeur de réalisation de la créance conservée, affectée dans sa totalité aux actifs dédiés est calculée à cette date sur la base du prix de cession constaté.

Le montant reçu lié à la cession de la partie de la créance CSPE affectée aux actifs dédiés à hauteur de 894 millions d'euros, a été réinvesti au sein de ses actifs, de même que les flux de remboursement de la créance (voir note 3.2).

38.2.1 Placements diversifiés actions et obligations

Une partie de ces placements est constituée d'obligations détenues directement par EDF. L'autre partie est constituée d'OPCVM spécialisés sur les grands marchés internationaux gérés par des sociétés de gestion. Il s'agit soit de Sicav ou FCP ouverts, soit de FCP réservés constitués pour l'entreprise et à son usage exclusif, celle-ci n'intervenant pas dans la gestion de ces fonds.

Ces placements sont organisés et gérés conformément à l'allocation stratégique qui prend notamment en compte dans sa détermination les cycles boursiers des marchés internationaux pour lesquels l'inversion statistique généralement constatée entre les cycles des différents marchés actions et ceux des marchés de taux – ainsi qu'entre les secteurs géographiques – a conduit à définir un indicateur global de référence composite qui garantit le maintien de la politique d'investissement à long terme.

38.2.2 Actifs non cotés (EDF Invest)

Les actifs gérés par EDF Invest sont composés de titres non cotés liés à des investissements dans les infrastructures, l'immobilier et des fonds d'investissements.

Au 31 décembre 2017, les actifs gérés par EDF Invest représentent une valeur de réalisation de 5 408 millions d'euros. Ils incluent notamment :

- 50,1 % de la participation d'EDF dans CTE, coentreprise détenant RTE, conformément au décret n°2016-1781 du 19 décembre 2016 modifiant le décret du 23 février 2007, pour une valeur de 2 705 millions d'euros au 31 décembre 2017 (3 905 millions d'euros, pour 75,93 % des titres CTE, au 31 décembre 2016) (voir note 2.4) ;
- les participations d'EDF dans TIGF, Porterbrook, Autostrade, Q-Park, Thyssengas, Aéroports de la Côte d'Azur, Madrileña Red de Gas (MRG), Geosel et Central Sicaf.

38.2.3 Valorisation des actifs dédiés

Les actifs dédiés sont classés au bilan en fonction de leur nature comptable : titres de participation, titres immobilisés de l'activité de portefeuille ou valeurs mobilières de placement. Ils sont valorisés selon les principes comptables présentés dans la note 1.

La composition du portefeuille au 31 décembre 2017 est la suivante :

	31/12/2017		31/12/2016	
	Valeur nette comptable	Valeur de réalisation	Valeur nette comptable	Valeur de réalisation
(en millions d'euros)				
Titres de participation et TIAP CTE (société détenant RTE) ⁽¹⁾	2 705	2 705	3 905	3 905
■ Autres titres immobilisés de l'activité de portefeuille	17 825	19 717	13 917	16 027
■ Autres titres immobilisés	2 063	2 314	1 291	1 477
Total actifs dédiés - immobilisations financières	22 593	24 736	19 113	21 409
Créance CSPE ⁽²⁾	3 294	3 349	4 184	4 288
Total actifs dédiés avant couverture	25 887	28 085	23 297	25 697
Instruments de couverture et autres éléments	-	30	(20)	(20)
TOTAL ACTIFS DÉDIÉS APRÈS COUVERTURE ⁽³⁾	25 887	28 115	23 277	25 677

- (1) En 2017, la participation d'EDF de 50,1 % dans CTE (ex C25), société détenant 100 % des titres RTE. En 2016, 75,93 % de la participation d'EDF dans CTE. (voir note 2.4)
- (2) Il s'agit de la créance constituée des déficits de compensation au 31 décembre 2015, déduction faite de la quote-part cédée le 22 décembre 2016 et des remboursements reçus en 2017, conformément à l'échéancier. La valeur de réalisation de la créance CSPE est estimée en tenant compte du niveau actuel des taux de marché.
- (3) La limitation de la valeur de certains investissements conformément à l'article 16 du décret n° 2007-243 relatif au calcul de la valeur de réalisation réglementaire des actifs dédiés, n'a pas d'effet au 31 décembre 2017. En 2016, en limitant la valeur de certains investissements conformément à l'article 16 du décret n° 2007-243 relatif au calcul de la valeur de réalisation réglementaire des actifs dédiés, le montant de cette valeur de réalisation réglementaire était ramenée à 24 312 millions d'euros, au 31 décembre 2016.

La valeur nette comptable et la juste valeur comprennent les intérêts courus non échus.

38.2.4 Évolutions des actifs dédiés sur l'exercice 2017

Au 31 décembre 2017, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 108,5 %. Le plafonnement réglementaire de la valeur de réalisation de certains investissements (décret 2007-243) n'a pas d'effet au 31 décembre 2017.

Au 31 décembre 2016, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés était de 99,8 % et de 105,4 % hors plafonnements réglementaires prévus par le décret n°2007-243.

Des retraits pour un montant de 378 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir en 2017 (377 millions d'euros en 2016).

L'obligation réglementaire de dotation (article 2-IV du décret n°2007-243 modifié) au titre de 2016 de 1 095 millions d'euros a été effectuée au premier trimestre 2017, conformément au courrier ministériel du 10 février 2017 (dotation nulle en 2016). Au titre de 2017, l'obligation réglementaire de dotation aux actifs dédiés s'élève à 386 millions d'euros et sera réalisée courant 2018.

Au terme d'une année remarquable pour les marchés actions, portés par une croissance économique mondiale synchronisée et des politiques monétaires encore généreuses, le portefeuille financier affiche une excellente performance, supérieure à son benchmark stratégique. Cette surperformance provient en premier lieu d'un positionnement prudent en termes de sensibilité et d'exposition aux emprunts d'État cœur Euro dans un contexte de légère remontée des taux longs gouvernementaux. Le portefeuille crédit a également fortement surperformé grâce en particulier aux subordonnées bancaires. Enfin, la très légère surexposition actions conservée au cours de l'année a été favorable, ainsi que les gestions actives sélectionnées.

(en millions d'euros)

	31/12/2017	31/12/2016
Provision pour gestion du combustible usé - part non liée au cycle d'exploitation au sens de la réglementation	983	820
Provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs ⁽¹⁾	8 814	8 966
Provision pour reprise conditionnement déchets	726	-
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	14 920	14 122
Provisions derniers cœurs - part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	467	450
COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	25 910	24 358

- (1) Les provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs comprenaient à fin décembre 2016 la provision pour reprise et conditionnement des déchets à hauteur de 581 millions d'euros.

Le 31 mars 2017, EDF a finalisé la cession de 49,9 % du capital de CTE, société détenant la totalité des titres RTE depuis décembre 2016. Aux termes de cette opération, l'intégralité de la participation détenue par EDF dans la société CTE, soit 50,1 %, est affectée aux actifs dédiés (voir note 2.4)

Pour ce qui concerne les actifs non cotés, EDF Invest a poursuivi en 2017 la constitution de son portefeuille en infrastructures, immobilier et fonds d'investissement.

EDF Invest a finalisé l'acquisition, le 26 juillet 2017, par le consortium formé par Allianz (60 %), EDF Invest (20 %) et le fonds d'investissement DIF (20 %), de 6,94 % du capital d'Autostrade per l'Italia, l'un des plus grands gestionnaires de concessions autoroutières d'Europe.

En juin et en septembre 2017, EDF Invest a acquis une participation minoritaire aux côtés de Beni Stabili, filiale italienne de Foncière des Régions, et de Predica dans Central Sicaf qui gère le portefeuille de bureaux et de locaux techniques intégralement loués à Télécom Italia et auparavant détenu à 100 % par Beni Stabili.

En octobre 2017, EDF Invest a finalisé, aux côtés de KKR infrastructure, l'acquisition d'une participation minoritaire dans la société néerlandais Q-Park NV, l'un des principaux opérateurs de parcs de stationnement en Europe.

En décembre 2017, EDF Invest a acquis 50 % de l'ensemble immobilier Ecowest à Levallois-Perret, loué principalement à la branche Luxe de L'Oréal.

38.3 COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME

Les obligations nucléaires de long terme visées par la réglementation relative aux actifs dédiés, pour leur part liée à la production nucléaire, figurent dans les comptes d'EDF pour les montants suivants :

6.

NOTE 39 INFORMATIONS CONCERNANT LES ENTREPRISES ET PARTIES LIÉES

39.1 RELATIONS AVEC LES FILIALES

(en millions d'euros)	Créances d'EDF ⁽¹⁾		Dettes d'EDF ⁽¹⁾		Charges financières	Produits financiers (hors dividendes)
	Prêts	Créances d'exploitation	Dettes inscrites en compte courant financier	Dettes d'exploitation		
Sociétés						
CTE (ex C25)		249		99		0
Framatome		123		461		
EDF Energy		128		144		4
EDF Énergies Nouvelles	985					33
EDF Energy UK LTD	1 425					8
EDF International	4 309					78
EDF Trading		1 054		1 276		6
Edison	70					2
Enedis		83		1 879		0
Dalkia	1 223			113		28
Groupe PEI	858			51		19
Compte courant ⁽²⁾				3 036		
Convention de placement des liquidités des filiales			892		(8)	
Convention de trésorerie Groupe avec les filiales ⁽³⁾ - (Voir note 22)			7 985		(2)	
Convention d'intégration fiscale				1 560		

(1) créances et dettes supérieures à 50 millions d'euros

(2) dont Enedis 1 943 millions d'euros

(3) dont C3 2 943 millions d'euros, EDF Trading 1 822 millions d'euros et EDF Energy 758 millions d'euros.

39.2 RELATIONS AVEC L'ÉTAT ET LES SOCIÉTÉS PARTICIPATIONS DE L'ÉTAT

39.2.1 Relations avec l'État

L'État détient 83,50 % du capital d'EDF au 31 décembre 2017. L'État a ainsi la faculté, comme tout actionnaire majoritaire, de contrôler les décisions requérant l'approbation des actionnaires.

Conformément à la législation applicable à toutes les entreprises dont l'État est l'actionnaire majoritaire, EDF est soumis à certaines procédures de contrôle, notamment au contrôle économique et financier de l'État, aux procédures de contrôle de la Cour des comptes et du Parlement, ainsi qu'aux vérifications de l'Inspection générale des finances.

Le contrat de service public entre l'État et EDF a été signé le 24 octobre 2005. Ce contrat a pour objet de constituer le cadre de référence des missions de service public que le législateur lui a confiées pour une durée indéterminée, la loi du 9 août 2004 ne fixant pas de durée au contrat.

Par ailleurs, EDF participe, à l'instar des autres producteurs d'électricité, à la programmation pluriannuelle de l'énergie fixée par décret du 27 octobre 2016, qui définit notamment les objectifs en matière de production et d'effacement.

Enfin, l'État intervient dans le cadre de la réglementation des marchés de l'électricité et du gaz. Il accorde notamment les autorisations de construction et d'exploitation des installations de production, et intervient dans la fixation des tarifs de vente aux clients restés au tarif réglementé, des tarifs de transport et de distribution mais également dans la détermination du prix de l'ARENH – conformément au Code de l'énergie – ainsi que du montant de la Contribution au Service Public de l'Électricité.

39.2.2 Relations avec les entreprises du secteur public

Les relations d'EDF avec les entreprises du secteur public concernent principalement les deux entités de l'ex groupe AREVA (Orano et Framatome).

Au 31 décembre 2017, EDF a acquis Framatome (voir note 2.2).

Les transactions avec Orano portent sur :

- l'amont du cycle du combustible nucléaire (approvisionnement en uranium, les services de conversion et d'enrichissement) ;
- l'aval du cycle (prestations de transport, entreposage, traitement et recyclage du combustible usé).

Les transactions avec Framatome sont décrites au paragraphe 2.2.2.

Sur l'amont du cycle

Plusieurs accords importants ont été négociés entre EDF et Orano :

- approvisionnement en uranium naturel : contrats AREVA Mines (maintenant Orano Mining) couvrant la période 2021-2030 ;
- fluoration : contrat sur la période 2019-2030 ;
- enrichissement de l'uranium naturel en uranium 235 : contrat AREVA NC (maintenant Orano Cycle) pour la période 2019-2030.

Dans le cadre du projet de construction de deux réacteurs EPR au Royaume-Uni sur le site d'Hinkley Point, EDF et AREVA (Orano) ont signé le 29 septembre 2016 : un contrat d'Uranium avec AREVA Mines (Orano Mining), un contrat de conversion et un contrat d'enrichissement avec AREVA NC (Orano Cycle).

Sur l'aval du cycle

Les relations entre EDF et AREVA (Orano) relatives au transport, au traitement des combustibles usés et à leur recyclage sont précisées en note 28.1.

Relations avec Framatome

EDF et Framatome ont conclu en décembre 2014 un contrat concernant la fourniture et l'assemblage de combustible à l'uranium naturel enrichi sur la période 2015-2021.

Un autre accord avec Framatome a été signé par EDF portant sur la fourniture des assemblages du premier cœur de l'EPR de Flamanville 3.

Un contrat de fourniture de grappes de commandes a été signé avec Framatome pour la période 2018-2020.

Dans le cadre du projet de construction de deux EPR au Royaume-Uni sur le site d'Hinkley Point, EDF a signé un contrat de fabrication avec Framatome.

Pour les centrales nucléaires des paliers 900, 1 300 MW et N4, EDF et Framatome ont notamment signé :

- en 2011, un contrat pour la fourniture de 32 générateurs de vapeur et un contrat pour la rénovation des systèmes de contrôle-commande ;
- en août 2012, un contrat de prestations liées aux opérations de remplacement des premiers générateurs de vapeur ;
- mi 2017, un contrat cadre concernant les droits d'utilisation par EDF de la propriété intellectuelle d'AREVA. Ce contrat a vocation à être décliné *via* des accords spécifiques tel que celui signé en décembre 2017 pour le Parc Nucléaire ;
- fin 2017, un marché cadre, sans engagement financier, concernant l'exécution de prestations d'ingénierie de conception et de réalisation relatives à la chaudière.

EDF et Framatome ont signé en 2013 deux avenants au contrat initial de 2007 relatif à la chaudière de l'EPR de Flamanville allant de l'étude à la mise en service industrielle.

NOTE 40 ENVIRONNEMENT

40.1 DROITS D'ÉMISSION DE GAZ À EFFET DE SERRE

En ratifiant le protocole de Kyoto, l'Europe s'est engagée à réduire ses émissions de gaz à effet de serre. Dans ce cadre, la directive européenne 2003-1987/CE a établi, depuis le 1^{er} janvier 2005, un système de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans l'Union européenne.

Ce dispositif, décliné au niveau national, prévoit notamment que les acteurs obligés, dont EDF fait partie, doivent restituer annuellement à l'État un nombre de droits d'émission de gaz à effet de serre correspondant à leurs émissions de l'année. Cette directive est entrée en vigueur en 2005 pour une première période de trois ans, puis une deuxième période de 2008 à 2012 avec une réduction progressive des droits d'émission attribués.

La troisième période de 2013 à 2020 est notamment caractérisée par la suppression de l'attribution gratuite des droits d'émission aux producteurs d'électricité dans certains pays dont la France.

Au 31 décembre 2017, le volume des émissions s'élève à 11 millions de tonnes (8 millions de tonnes au 31 décembre 2016).

En 2017, EDF a restitué 8 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2016. En 2016, EDF avait restitué 7 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2015.

40.2 CERTIFICATS D'ÉCONOMIES D'ÉNERGIE

La loi française du 13 juillet 2005 instaure un système de certificats d'économies d'énergie (CEE). Les fournisseurs d'énergie (électricité, gaz, chaleur, froid, fioul domestique et carburants pour automobiles) dont les ventes excèdent un seuil sont soumis sur une période définie à des obligations d'économies d'énergie dont ils se libèrent en réalisant directement ou indirectement des économies d'énergie ou en acquérant des certificats d'économies d'énergie. À l'issue de la période considérée, les sociétés concernées justifient de l'accomplissement de leurs obligations en restituant des certificats. À défaut, une pénalité libératoire est acquittée au Trésor.

Ce dispositif a été reconduit par décret n° 2014-1557 du 24 décembre 2014 pour une troisième période du 1^{er} janvier 2015 au 31 décembre 2017. Cette période se caractérise notamment par un objectif d'économies d'énergie plus ambitieux et des simplifications opérationnelles. Les volumes de CEE obtenus au cours de la deuxième période contribueront à l'atteinte des objectifs de la troisième période.

En application de l'article 30 de la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, une nouvelle obligation d'économies d'énergie au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique est mise en place à compter du 1^{er} janvier 2016 pour les exercices 2016 et 2017. Cette nouvelle obligation vient s'ajouter aux objectifs d'économies d'énergie de la troisième période. Le volume annuel de cette obligation est défini proportionnellement à l'obligation annuelle d'économies d'énergie.

Une quatrième période triennale d'obligations s'ouvre à compter du 1^{er} janvier 2018 (voir les évolutions réglementaires note 3.5).

EDF s'est mis en capacité de réaliser ses obligations grâce à des offres d'efficacité énergétique portant sur chacun des segments de marché : particuliers, entreprises, collectivités territoriales et bailleurs sociaux.

NOTE 41 RÉMUNÉRATION DES MANDATAIRES SOCIAUX

Les mandataires sociaux de la Société sont le Président-Directeur Général et les administrateurs. Il est précisé que les administrateurs représentant les salariés exercent leur mandat à titre gratuit en application de la loi.

Le montant brut global, hors charges patronales, des rémunérations et avantages de toute nature et des jetons de présence versés par la Société au cours de l'exercice aux mandataires sociaux se décompose comme suit :

(en euros)	2017	2016
Président-Directeur Général ⁽¹⁾	452 868	452 868
Administrateurs ⁽²⁾	496 556	475 500

(1) Le Conseil d'administration du 15 février 2016 a fixé à 450 000 euros bruts la rémunération fixe annuelle du Président-Directeur Général au titre de l'exercice 2016. Le Conseil d'administration réuni le 24 janvier 2017 a décidé de maintenir à ce montant la rémunération fixe annuelle du Président-Directeur Général au titre de l'exercice 2017.

(2) Le Conseil d'administration réuni le 8 mars 2016 a décidé de soumettre à l'approbation de l'Assemblée générale convoquée le 12 mai 2016 une enveloppe annuelle de jetons de présence de 510 000 euros au titre de l'exercice 2016, incluant la rémunération spécifique des travaux menés au cours des exercices 2015 et 2016 par le Groupe de travail des administrateurs indépendants dans le cadre du projet d'acquisition par EDF des activités de la société AREVA NP. Le Conseil d'administration réuni le 13 février 2017 a décidé de soumettre à l'approbation de l'Assemblée générale convoquée le 18 mai 2017 une enveloppe annuelle de jetons de présence de 500 000 euros au titre de l'exercice 2017, incluant la rémunération spécifique des travaux menés au cours des exercices 2016 et 2017 par le Groupe de travail des administrateurs indépendants dans le cadre du projet de fermeture de la centrale de Fessenheim.

NOTE 42 ÉVÈNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

42.1 CONFIRMATION DE LA DÉCISION DE LA COMMISSION EUROPÉENNE CONCERNANT LE TRAITEMENT FISCAL DES PROVISIONS CRÉÉES ENTRE 1987 ET 1996 POUR LE RENOUELEMENT DES OUVRAGES DU RÉSEAU D'ALIMENTATION GÉNÉRALE (« RAG »)

Le 16 janvier 2018, le Tribunal de l'Union européenne a rejeté le recours d'EDF contre la décision de la Commission européenne du 22 juillet 2015 qualifiant d'aide d'État le traitement fiscal de provisions créées entre 1987 et 1996 pour le renouvellement du Réseau d'Alimentation Général (« RAG ») et ordonnant sa récupération par l'État français.

Le 13 octobre 2015, à la suite de cette décision de la Commission, EDF avait remboursé à l'État français le montant d'aide d'État correspondant, soit 1,383 milliard d'euros, cette somme incluant les intérêts. Enedis et RTE avaient contribué pour leurs quotes-parts respectives.

Par son arrêt, le Tribunal confirme la décision de la Commission européenne du 22 juillet 2015 en ce qu'elle qualifie d'aide d'État le traitement fiscal des provisions créées pour le renouvellement du RAG. EDF ayant déjà procédé au remboursement de 1,383 milliard d'euros, le 13 octobre 2015, l'exécution de cet arrêt n'implique aucun versement supplémentaire.

La Commission avait déjà adopté une première décision en ce sens le 16 décembre 2003. Cette décision avait été annulée par la Cour de Justice de l'Union européenne dans un arrêt du 5 juin 2012 qui confirmait un arrêt du Tribunal de l'Union européenne du 15 décembre 2009. À la suite de cet arrêt, la Commission avait rouvert une enquête au titre des aides d'État, au terme de laquelle elle avait adopté la décision du 22 juillet 2015 attaquée par EDF.

EDF prend acte de cette décision et examinera l'opportunité de former un pourvoi devant la Cour de Justice de l'Union européenne.

6.4 RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES ANNUELS

Exercice clos le 31 décembre 2017

A l'Assemblée Générale des Actionnaires de la société Electricité de France,

Opinion

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre Assemblée générale, nous avons effectué l'audit des comptes annuels de la société Électricité de France S.A. (« EDF » ou la « Société ») relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2017, tels qu'ils sont joints au présent rapport.

Nous certifions que les comptes annuels sont, au regard des règles et principes comptables français, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du résultat des opérations de l'exercice écoulé ainsi que de la situation financière et du patrimoine de la Société à la fin de cet exercice.

L'opinion formulée ci-dessus est cohérente avec le contenu de notre rapport au comité d'audit.

Fondement de l'opinion

Référentiel d'audit

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Les responsabilités qui nous incombent en vertu de ces normes sont indiquées dans la partie « Responsabilités des commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes annuels » du présent rapport.

Indépendance

Nous avons réalisé notre mission d'audit dans le respect des règles d'indépendance qui nous sont applicables, sur la période du 1er janvier 2017 à la date d'émission de notre rapport, et notamment nous n'avons pas fourni de services interdits par l'article 5, paragraphe 1, du règlement (UE) n°537/2014 ou par le code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes.

Observation

Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur la note 1.1 de l'annexe qui expose le changement de méthode comptable relatif à la première application du règlement n°2015-05 du 2 juillet 2015 relatif aux instruments financiers à terme et aux opérations de couverture.

Justification des appréciations – Points clés de l'audit

En application des dispositions des articles L. 823-9 et R. 823-7 du code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les points clés de l'audit relatifs aux risques d'anomalies significatives qui, selon notre jugement professionnel, ont été les plus importants pour l'audit des comptes annuels de l'exercice, ainsi que les réponses que nous avons apportées face à ces risques.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le contexte de l'audit des comptes annuels pris dans leur ensemble et de la formation de notre opinion exprimée ci-avant. Nous n'exprimons pas d'opinion sur des éléments de ces comptes annuels pris isolément.

6.

Evaluation des provisions liées à la production nucléaire en France - aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs – et des actifs dédiés

Notes 1.2.2, 1.7.2, 1.15.1, 18, 28 et 38 de l'annexe aux comptes annuels

Point clé de l'audit

Au 31 décembre 2017, les provisions constituées pour couvrir les obligations relatives aux installations nucléaires dont EDF est l'exploitant en France s'élevaient à 37 633 millions d'euros, dont 20 326 millions d'euros au titre de l'aval du cycle nucléaire (gestion du combustible usé et des déchets radioactifs) et 17 307 millions d'euros au titre de la déconstruction des centrales et derniers cœurs.

L'évaluation de ces provisions est décrite dans la note 28. Elle nécessite de définir des hypothèses à la fois techniques et financières et d'utiliser des modèles de calcul complexes et s'inscrit dans le contexte réglementaire rappelé dans la note 28 de l'annexe.

Ces derniers sont mis à jour et les hypothèses prises en compte dans les modèles sont revues au moins une fois par an. Ces hypothèses reflètent la meilleure estimation à la clôture par la Direction des effets de la réglementation applicable, de la mise en œuvre des processus de déconstruction et de stockage ou de l'évolution des principaux paramètres financiers.

La Société est par ailleurs tenue d'affecter des actifs dits « dédiés » à la sécurisation du financement de certaines catégories de provisions nucléaires en France. La valeur de réalisation de ces actifs dédiés doit permettre de couvrir les engagements de la Société en matière de démantèlement des installations nucléaires et de stockage de longue durée des déchets radioactifs en France (note 38). La valeur de réalisation de ces actifs dédiés, d'un montant de 28 115 millions d'euros (pour une valeur nette comptable de 25 887 millions d'euros) au 31 décembre 2017, a été déterminée sur la base de la juste valeur des placements diversifiés actions et obligations, et de la juste valeur ou de la valeur de mise en équivalence pour les actifs non cotés gérés par EDF Invest.

Réponses apportées

Nous avons analysé le dispositif de constitution des provisions liées à la production nucléaire en France et pris connaissance des scénarios industriels de déconstruction des centrales et des solutions retenues en termes de gestion du combustible usé et des déchets radioactifs. Nous avons apprécié la conformité des provisions au regard des dispositions de nature comptable, légale et réglementaire trouvant à s'appliquer.

Nous avons vérifié l'intégrité des modèles de calcul utilisés par la Société et apprécié la sensibilité des évaluations aux hypothèses retenues en termes de coûts, d'échéanciers de décaissements et de paramètres financiers (taux d'actualisation et d'inflation).

Nos travaux ont également consisté à vérifier la nature des coûts entrant dans la détermination des provisions, à apprécier la cohérence des scénarios industriels retenus par la Société et à vérifier la concordance des prévisions de coûts et des échéanciers de décaissements avec ces scénarios ainsi que les études et devis disponibles.

Nous avons aussi apprécié le caractère raisonnable :

- des marges pour aléas et risques intégrées aux provisions, afin de tenir compte du degré de maîtrise des techniques de démantèlement et de gestion ou stockage du combustible et des déchets irradiés ;
- des effets de série et de mutualisation retenus dans les chiffrages du devis de déconstruction des centrales en exploitation, dont le devis représente 20 563 millions d'euros aux conditions économiques de fin de période, pour une provision de 11 616 millions d'euros en valeur actualisée (note 28).

Concernant les taux d'inflation et d'actualisation retenus par la Direction, nous avons vérifié leur conformité avec les normes comptables et le dispositif réglementaire applicable, notamment l'arrêté du 21 mars 2007 modifié. Nous avons rapproché les données utilisées à cet égard des données de marchés et des historiques disponibles.

Evaluation des provisions liées à la production nucléaire en France - aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs – et des actifs dédiés

Notes 1.2.2, 1.7.2, 1.15.1, 18, 28 et 38 de l'annexe aux comptes annuels

Nous avons considéré que l'évaluation des provisions nucléaires et des actifs dédiés était un point clé de l'audit en raison :

- de la sensibilité des hypothèses sur lesquelles se fonde l'évaluation de ces provisions, notamment en termes de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation à long terme, ainsi que de durées d'amortissement des centrales en exploitation et d'échéanciers de décaissement, la modification de ces paramètres pouvant conduire à une révision significative des montants provisionnés ;
- des effets négatifs sur la situation financière de la Société (mobilisation de trésorerie pour constituer davantage d'actifs dédiés) en cas de révision à la hausse des provisions nucléaires en France, de variation à la baisse des valeurs de réalisation des actifs dédiés ou d'évolution du taux de couverture réglementaire des provisions nucléaires par des actifs dédiés,
- étant précisé que l'évaluation des provisions comporte et intègre des facteurs d'incertitude liés au fait que certains scénarios et solutions techniques n'ont jamais été mis en œuvre.

S'agissant de la sécurisation du financement de certaines de ces provisions au moyen d'actifs dédiés, nous avons vérifié, par sondages, les mouvements de portefeuille et rapproché la valeur de réalisation des actifs dédiés en portefeuille à la clôture avec les relevés des dépositaires et les évaluations externes disponibles. Nous avons également apprécié leur traitement comptable et leur évaluation, en particulier la conformité à la norme comptable des critères de dépréciation décrits dans la note 1.7.2.

Enfin, nous avons vérifié le caractère approprié de l'information donnée pour les provisions liées à la production nucléaire en France et les actifs dédiés dans l'annexe des comptes annuels, notamment sur la sensibilité de l'évaluation des provisions à la variation des hypothèses macro-économiques (note 28).

Vérification du rapport de gestion et des autres documents adressés aux Actionnaires

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, aux vérifications spécifiques prévues par la loi.

Informations données dans le rapport de gestion et dans les autres documents adressés aux actionnaires sur la situation financière et les comptes annuels

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur la sincérité et la concordance avec les comptes annuels des informations données dans le rapport de gestion du Conseil d'administration et dans les autres documents adressés aux Actionnaires sur la situation financière et les comptes annuels.

Informations relatives au gouvernement d'entreprise

Nous attestons de l'existence dans la section du rapport de gestion du Conseil d'administration consacrée au gouvernement d'entreprise, des informations requises par les articles L. 225-37-3 et L. 225-37-4 du code de commerce.

Concernant les informations fournies en application des dispositions de l'article L. 225-37-3 du code de commerce sur les rémunérations et avantages versés aux mandataires sociaux ainsi que sur les engagements consentis en leur faveur, nous avons vérifié leur concordance avec les comptes ou avec les données ayant servi à l'établissement de ces comptes et, le cas échéant, avec les éléments recueillis par votre Société auprès des sociétés contrôlant votre Société ou contrôlées par elle. Sur la base de ces travaux, nous attestons l'exactitude et la sincérité de ces informations.

Concernant les informations relatives aux éléments que votre Société a considéré susceptibles d'avoir une incidence en cas d'offre publique d'achat ou d'échange, fournies en application des dispositions de l'article L. 225-37-5 du code de commerce, nous avons vérifié leur conformité avec les documents dont elles sont issues et qui nous ont été communiqués. Sur la base de ces travaux, nous n'avons pas d'observation à formuler sur ces informations.

Autres informations

En application de la loi, nous nous sommes assurés que les diverses informations relatives aux prises de participation et de contrôle et à l'identité des détenteurs du capital ou des droits de vote vous ont été communiquées dans le rapport de gestion.

Informations résultant d'autres obligations légales et réglementaires

Désignation des commissaires aux comptes

Nous avons été nommés Commissaires aux Comptes de la société Electricité de France S.A. par l'Assemblée générale du 6 juin 2005 pour KPMG Audit et par la décision du Conseil d'administration du 25 avril 2002 pour Deloitte & Associés.

Au 31 décembre 2017, KPMG Audit était dans la 13^{ème} année de sa mission sans interruption et Deloitte & Associés dans la 16^{ème} année sans interruption, dont pour les deux, 13 années depuis que les titres de la Société ont été admis aux négociations sur un marché réglementé.

Responsabilités de la direction et des personnes constituant le gouvernement d'entreprise relatives aux comptes annuels

Il appartient à la direction d'établir des comptes annuels présentant une image fidèle conformément aux règles et principes comptables français ainsi que de mettre en place le contrôle interne qu'elle estime nécessaire à l'établissement de comptes annuels ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs.

Lors de l'établissement des comptes annuels, il incombe à la direction d'évaluer la capacité de la Société à poursuivre son exploitation, de présenter dans ces comptes, le cas échéant, les informations nécessaires relatives à la continuité d'exploitation et d'appliquer la convention comptable de continuité d'exploitation, sauf s'il est prévu de liquider la Société ou de cesser son activité.

Il incombe au comité d'audit de suivre le processus d'élaboration de l'information financière et de suivre l'efficacité des systèmes de contrôle interne et de gestion des risques, ainsi que le cas échéant de l'audit interne, en ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Les comptes annuels ont été arrêtés par le Conseil d'administration.

Responsabilités des Commissaires aux Comptes relatives à l'audit des comptes annuels

Objectif et démarche d'audit

Il nous appartient d'établir un rapport sur les comptes annuels. Notre objectif est d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes annuels pris dans leur ensemble ne comportent pas d'anomalies significatives. L'assurance raisonnable correspond à un niveau élevé d'assurance, sans toutefois garantir qu'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel permet de systématiquement détecter toute anomalie significative. Les anomalies peuvent provenir de fraudes ou résulter d'erreurs et sont considérées comme significatives lorsque l'on peut raisonnablement s'attendre à ce qu'elles puissent, prises individuellement ou en cumulé, influencer les décisions économiques que les utilisateurs des comptes prennent en se fondant sur ceux-ci.

Comme précisé par l'article L. 823-10-1 du code de commerce, notre mission de certification des comptes ne consiste pas à garantir la viabilité ou la qualité de la gestion de votre Société.

Dans le cadre d'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, le commissaire aux comptes exerce son jugement professionnel tout au long de cet audit. En outre :

- il identifie et évalue les risques que les comptes annuels comportent des anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs, définit et met en œuvre des procédures d'audit face à ces risques, et recueille des éléments qu'il estime suffisants et appropriés pour fonder son

opinion. Le risque de non-détection d'une anomalie significative provenant d'une fraude est plus élevé que celui d'une anomalie significative résultant d'une erreur, car la fraude peut impliquer la collusion, la falsification, les omissions volontaires, les fausses déclarations ou le contournement du contrôle interne ;

- il prend connaissance du contrôle interne pertinent pour l'audit afin de définir des procédures d'audit appropriées en la circonstance, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne ;
- il apprécie le caractère approprié des méthodes comptables retenues et le caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, ainsi que les informations les concernant fournies dans les comptes annuels ;
- il apprécie le caractère approprié de l'application par la direction de la convention comptable de continuité d'exploitation et, selon les éléments collectés, l'existence ou non d'une incertitude significative liée à des événements ou à des circonstances susceptibles de mettre en cause la capacité de la Société à poursuivre son exploitation. Cette appréciation s'appuie sur les éléments collectés jusqu'à la date de son rapport, étant toutefois rappelé que des circonstances ou événements ultérieurs pourraient mettre en cause la continuité d'exploitation. S'il conclut à l'existence d'une incertitude significative, il attire l'attention des lecteurs de son rapport sur les informations fournies dans les comptes annuels au sujet de cette incertitude ou, si ces informations ne sont pas fournies ou ne sont pas pertinentes, il formule une certification avec réserve ou un refus de certifier ;

- il apprécie la présentation d'ensemble des comptes annuels et évalue si les comptes annuels reflètent les opérations et événements sous-jacents de manière à en donner une image fidèle.

Rapport au comité d'audit

Nous remettons un rapport au comité d'audit qui présente notamment l'étendue des travaux d'audit et le programme de travail mis en œuvre, ainsi que les conclusions découlant de nos travaux. Nous portons également à sa connaissance, le cas échéant, les faiblesses significatives du contrôle interne que nous avons identifiées pour ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Parmi les éléments communiqués dans le rapport au comité d'audit figurent les risques d'anomalies significatives que nous jugeons avoir été les plus importants pour l'audit des comptes annuels de l'exercice et qui constituent de ce fait les points clés de l'audit, qu'il nous appartient de décrire dans le présent rapport.

Nous fournissons également au comité d'audit la déclaration prévue par l'article 6 du règlement (UE) n°537-2014 confirmant notre indépendance, au sens des règles applicables en France telles qu'elles sont fixées notamment par les articles L. 822-10 à L. 822-14 du code de commerce et dans le code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes. Le cas échéant, nous nous entretenons avec le comité d'audit des risques pesant sur notre indépendance et des mesures de sauvegarde appliquées.

Paris La Défense et Neuilly-sur-Seine, le 15 février 2018

Les Commissaires aux Comptes

KPMG Audit

Département de KPMG S.A.

Jay Nirsimloo

Michel Piette

Deloitte & Associés

Damien Leurent

Anthony Maarek

6. ÉTATS FINANCIERS

Tableau des résultats des cinq derniers exercices

6.5 TABLEAU DES RÉSULTATS DES CINQ DERNIERS EXERCICES

(extraits des comptes sociaux d'EDF) :

	2017	2016	2015	2014	2013
Capital en fin d'exercice					
Capital social (en millions d'euros)	1 464	1 055	960	930	930
Dotations en capital (en millions d'euros)					
Nombre d'actions ordinaires existantes	2 927 438 804	2 109 136 683	1 920 139 027	1 860 008 468	1 860 008 468
Nombre des actions à dividende prioritaire (sans droit de vote) existantes					
Nombre maximal d'actions futures à créer par conversion d'obligations par exercice de droit de souscription					
Opérations et résultats de l'exercice (en millions d'euros)					
Chiffre d'affaires hors taxes	42 371	40 857	41 553	41 717	43 423
Résultat avant impôts, participation des salariés et dotations aux amortissements et provisions	5 091	9 495	7 224	8 252	6 782
Impôts sur les bénéfices	(687)	680	(63)	577	748
Participation des salariés due au titre de l'exercice					
Résultat après impôts, participation des salariés et dotations aux amortissements et provisions	1 924	5 517	271	1 649	2 938
Résultat distribué		2 105 ⁽¹⁾	2 079 ⁽¹⁾	2 327 ⁽¹⁾	2 327 ⁽¹⁾
Acompte sur résultat distribué	433	1 006	1 059	1 059	1 059
Résultats par action (en euro/action)					
Résultat après impôts, participation des salariés mais avant dotations aux amortissements et provisions	1,97	4,18	3,79	4,13	3,24
Résultat après impôts, participation des salariés et dotations aux amortissements et provisions	0,66	2,62	0,14	0,89	1,58
Dividende attribué à chaque action		0,90 ⁽¹⁾ ⁽⁵⁾	1,10 ⁽⁴⁾	1,25 ⁽¹⁾ ⁽³⁾	1,25 ⁽¹⁾ ⁽³⁾
Acompte dividende attribué à chaque action	0,15	0,50	0,57	0,57	0,57
Personnel					
Effectif moyen des salariés employés pendant l'exercice	66 577	69 494	70 769	70 153 ⁽²⁾	68 643 ⁽²⁾
Montant de la masse salariale de l'exercice (en millions d'euros)	3 831	4 001	3 964	3 905	3 843
Montant des sommes versées au titre des avantages sociaux de l'exercice (Sécurité Sociale, œuvres sociales, etc.) (en millions d'euros)	2 923	2 873	2 848	2 699	2 614

(1) Y compris acompte versé.

(2) Le périmètre des effectifs a été élargi (prise en compte des apprentis notamment). À périmètre inchangé, les effectifs de 2014 s'élevaient à 66 876 et ceux de 2013 à 65 775.

(3) Soit 1,375 euro pour les actions bénéficiant du dividende majoré.

(4) Soit 1,21 euro pour les actions bénéficiant du dividende majoré.

(5) Soit 0,99 euro pour les actions bénéficiant du dividende majoré.

6.6 POLITIQUE DE DISTRIBUTION DE DIVIDENDES

6.6.1 DIVIDENDES ET ACOMPTES SUR DIVIDENDES VERSÉS AU COURS DES TROIS DERNIERS EXERCICES

Le montant des dividendes et acomptes sur dividendes versés au cours des trois derniers exercices a été le suivant :

Exercice de référence	Nombre d'actions	Dividende par action (en euros)	Dividende total distribué ⁽¹⁾ (en euros)	Date de versement du dividende
2014	1 860 008 468	1,25 ⁽²⁾	2 327 233 892,26 ⁽³⁾	5 juin 2015
2015	1 920 139 027	1,10 ⁽⁴⁾	2 079 072 045,71 ⁽⁵⁾	30 juin 2016
2016	2 741 877 687 ⁽⁶⁾	0,90 ⁽⁷⁾	2 105 349 378,42 ⁽⁸⁾	30 juin 2017

(1) Déduction faite des actions autodétenues.

(2) Soit un montant de 1,375 euro pour les actions bénéficiant du dividende majoré.

(3) Dont 1 059 262 163,04 euros versés le 17 décembre 2014 à titre d'acompte sur le dividende 2014.

(4) Soit un montant de 1,21 euro pour les actions bénéficiant du dividende majoré.

(5) Dont 1 058 682 286,08 euros versés le 18 décembre 2015 à titre d'acompte sur le dividende 2015.

(6) Au moment du versement du solde du dividende, soit après l'augmentation de capital du 30 mars 2017 ayant conduit à l'émission de 632 741 004 actions nouvelles.

(7) Soit un montant de 0,99 euros pour les actions bénéficiant du dividende majoré.

(8) Dont 1 005 552 797,00 euros versés le 31 octobre 2016 à titre d'acompte sur le dividende 2016 composé de 922 416 509,04 euros versés en actions nouvelles, 82 548 293,00 versés en numéraire et 587 994,96 euros de soulte. Le solde du dividende 2016, d'un montant de 1 099 796 581,42 versé le 30 juin 2017, est composé de 1 024 155 172,48 euros versés en actions nouvelles, 74 454 959,22 euros versés en numéraire et 1 186 449,72 euros de soulte.

Le 7 novembre 2017, le Conseil d'administration d'EDF a décidé la mise en distribution d'un acompte sur dividende au titre de l'exercice 2017 de 0,15 euro par action et a décidé de proposer, dans les conditions fixées par la quatrième résolution de l'Assemblée générale mixte du 18 mai 2017, l'option du paiement de cet acompte en actions nouvelles de la Société.

L'acompte sur dividende au titre de l'exercice 2017 s'élève à 432 632 648,85 euros et a été mis en paiement le 11 décembre 2017 :

- la mise en paiement en actions s'est traduite par une augmentation du capital social de 20 042 265,00 euros correspondant à l'émission de 40 084 530 actions à la valeur nominale de 0,50 euro, accompagnée d'une prime d'émission de 378 397 963,20 euros et d'une soulte de 445 953,15 euros ;
- la mise en paiement en numéraire s'élève à 33 746 467,50 euros.

Le Conseil d'administration, lors de sa réunion du 15 février 2018, a décidé de proposer à l'Assemblée générale des actionnaires du 15 mai 2018 le versement d'un dividende de 0,46 euro par action (hors dividende majoré) au titre de l'exercice 2017. Compte tenu de l'acompte de 0,15 euro par action mis en paiement le

11 décembre 2017, le solde du dividende à distribuer au titre de l'exercice 2017 s'élève à 0,31 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende ordinaire et à 0,356 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende majoré.

Sur ce solde, il sera proposé à chaque actionnaire la possibilité d'opter pour le paiement en actions nouvelles de la Société. Les actionnaires pourront exercer leur option entre le 25 mai et le 11 juin 2018 inclus. Pour les actionnaires n'ayant pas exercé leur option au plus tard le 11 juin 2018, le solde du dividende sera payé intégralement en numéraire. L'État s'est engagé à exercer son option pour le paiement du dividende en actions nouvelles.

Les actions ordinaires nouvelles remises en paiement de l'augmentation de capital ne donneront droit qu'au paiement du solde du dividende 2017.

La date de mise en paiement du dividende, sous réserve de l'accord de l'Assemblée générale, sera le 19 juin 2018, la date de détachement étant alors fixée au 25 mai 2018.

6.6.2 POLITIQUE DE DISTRIBUTION, DIVIDENDE MAJORÉ

La politique de distribution des dividendes définie par le Conseil d'administration prend en compte les besoins d'investissements du Groupe, le contexte économique et tout autre facteur jugé pertinent.

Conformément à la modification statutaire adoptée par l'Assemblée générale du 24 mai 2011, le premier dividende majoré a été versé en 2014 au titre de l'exercice 2013. Ont droit aux dividendes majorés les actionnaires détenant leurs titres au nominatif depuis au moins deux ans. Le nombre d'actions éligibles à la

majoration de 10 % ne peut excéder, pour un même actionnaire, 0,5 % du capital social.

L'Assemblée générale réunie le 21 novembre 2014 a modifié les statuts de la Société, qui prévoient désormais que l'assemblée peut décider de réaliser le paiement de tout dividende, acompte sur dividende, réserve ou prime mis en distribution, ou de toute réduction de capital, par remise d'actifs de la Société, y compris des titres financiers.

6.6.3 DÉLAI DE PRESCRIPTION

Les dividendes non réclamés dans un délai de cinq ans à compter de la date de leur mise en paiement sont prescrits au profit de l'État.

6. ÉTATS FINANCIERS

Changement significatif de la situation financière ou commerciale

6.7 CHANGEMENT SIGNIFICATIF DE LA SITUATION FINANCIÈRE OU COMMERCIALE

Les événements significatifs intervenus entre la date de clôture de l'exercice 2017 et la date de dépôt du présent document de référence sont mentionnés à la note 50 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017 pour les événements intervenus avant le 15 février 2018, date d'arrêt des comptes par le

Conseil d'administration et, pour les événements postérieurs au 15 février 2018, à la section 5.2 « Événements postérieurs à la clôture » du présent document de référence.

6.8 INFORMATIONS RELATIVES À L'ALLOCATION DES FONDS LEVÉS DANS LE CADRE DES OBLIGATIONS VERTES (GREEN BONDS) ÉMISES PAR EDF

Depuis 2013, le Groupe a procédé à quatre émissions d'obligations vertes (*Green Bonds*) pour l'équivalent d'environ 4,5 milliards d'euros au total afin d'accompagner son développement dans les énergies renouvelables.

Après deux premières émissions destinées à financer principalement la construction de nouveaux projets éoliens et solaires de sa filiale EDF Énergies Nouvelles (1,4 milliard d'euros en novembre 2013 et 1,25 milliard de dollars US en octobre 2015), le Groupe a élargi son *Green Bond Framework* au financement des investissements de rénovation et modernisation des actifs hydroélectriques en France métropolitaine. Ce nouveau Framework a été appliqué pour la première fois à l'émission d'octobre 2016 (1,75 milliard d'euros), puis aux émissions de janvier 2017 (26 milliard de yens en deux tranches).

Les engagements pris par EDF dans le cadre de ces émissions suivent les quatre principes établis par les *Green Bond Principles*⁽¹⁾ à savoir (i) l'utilisation des fonds levés, (ii) les processus existants pour évaluer et sélectionner les projets éligibles, (iii) la gestion des fonds levés et (iv) les modalités de reporting. La description détaillée de ces engagements est présentée dans le *Green Bond Framework* EDF de septembre 2016, disponible sur la page *Green Bonds* du site internet de l'entreprise.

La présente section en donne une synthèse et décrit comment EDF les a remplis à fin 2017.

UTILISATION DES FONDS LEVÉS

Dans le cadre de ses émissions de *Green Bonds*, EDF s'est engagé à allouer les fonds levés au financement de nouveaux investissements dans les énergies renouvelables. Les projets éligibles⁽²⁾ au financement *Green Bond* (ci-après les « Projets Éligibles ») sont :

- la construction de projets de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables développés par EDF Énergies Nouvelles (EDF EN) ;
- les investissements sur les installations hydroélectriques existantes en France métropolitaine correspondant aux catégories suivantes : rénovation et maintenance lourde ; modernisation et automatisation ; et développement d'ouvrages existants (incluant notamment des augmentations de puissance).

Il n'est pas prévu d'utiliser les fonds levés pour le refinancement de projets existants ou l'acquisition d'activités ou de projets en fonctionnement.

ÉVALUATION ET SÉLECTION DES PROJETS ÉLIGIBLES FINANCÉS

Chaque Projet Éligible appelé à être financé est évalué à l'aune des critères d'éligibilité environnementaux et sociaux⁽³⁾ (« critères E&S ») propres aux investissements d'EDF EN, d'une part, et aux investissements hydroélectriques, d'autre part, par la Direction financière d'EDF EN et la Direction financière de la Division Hydraulique respectivement. Cette évaluation est conduite, à partir

d'éléments fournis notamment par les équipes en charge du développement, des achats et des aspects développement durable.

Seuls les projets conformes aux critères peuvent bénéficier d'un financement *Green Bond*. Concernant les projets EDF EN, sont privilégiés les projets sur lesquels le Groupe exerce un contrôle direct.

L'ensemble du processus d'évaluation des projets est documenté de manière à pouvoir démontrer à un vérificateur indépendant que les projets financés remplissent les critères d'éligibilité.

Sur cette base, les directions financières d'EDF EN et de la Division Hydraulique désignent les Projets Éligibles financés.

GESTION DES FONDS LEVÉS

Les fonds levés sont gérés selon un principe de cantonnement strict qui vise à assurer que leur utilisation est exclusivement et effectivement réservée au financement de Projets Éligibles.

À réception par la Direction Financements Investissements d'EDF SA, les fonds levés lors de chaque émission sont investis et suivis dans un sous-portefeuille dédié d'actifs de trésorerie, jusqu'à allocation à des Projets Éligibles. Les actifs de trésorerie de type « investissement socialement responsable » (ISR) sont privilégiés pour l'investissement des fonds en trésorerie.

Les directions financières d'EDF EN et de la Division Hydraulique notifient, au fil de l'eau ou à intervalle réguliers, le Département Trésorerie d'EDF des fonds nécessaires à couvrir les dépenses d'investissements relatives aux projets sélectionnés. Le Département Trésorerie ajuste, sur la base de ces notifications, les montants disponibles dans les sous-portefeuilles dédiés d'actifs de trésorerie.

EDF vise une allocation complète des fonds dans les 24 mois suivant l'émission.

REPORTING

Utilisation effective des fonds

L'allocation de l'intégralité des fonds levés en novembre 2013 dans le cadre du premier *Green Bond* émis par EDF (1,4 milliard d'euros) s'est achevée en juin 2015. Celle des fonds levés dans le cadre du deuxième *Green Bond* émis en octobre 2015 (1,25 milliard de dollars US) s'est achevée fin 2017.

Au 31 décembre 2017, sur les 1 750 millions d'euros levés en octobre 2016 dans le cadre du troisième *Green Bond* émis par EDF, 678 millions d'euros ont été alloués à des Projets Éligibles. Les fonds levés en janvier 2017 dans le cadre du quatrième *Green Bond* émis par EDF (26 milliard de yens en deux tranches) n'ont pas encore été alloués. Le solde des fonds levés dans le cadre des émissions d'octobre 2016 et de janvier 2017 ont été investis dans un portefeuille dédié de trésorerie, comme indiqué plus haut, en attendant leur allocation à des Projets Éligibles.

(1) Les *Green Bond Principles*, mis à jour en mars 2015, sont des lignes directrices d'application volontaire pour l'émission de *Green Bonds* qui recommandent la transparence et la publication d'informations de manière à soutenir le développement du marché des *Green Bonds* dans une optique d'intégrité. Pour plus d'information : <http://www.icmagroup.org/Regulatory-Policy-and-Market-Practice/green-bonds/green-bond-principles>.

(2) Seuls les projets de la catégorie (i) sont éligibles au financement par les fonds levés lors des émissions de novembre 2013 et octobre 2015.

(3) Les critères E&S de chaque catégorie de projet sont présentés en annexe du *Green Bond Framework* EDF de septembre 2016.

Informations relatives à l'allocation des fonds levés dans le cadre des obligations vertes (*Green Bonds*) émises par EDF

Bilan au 31 décembre 2017 de l'allocation des fonds levés :

	Fonds levés	Fonds alloués à des Projets Éligibles	Nombre de projets ayant bénéficié de fonds Green Bond	Part des montants d'investissement financée par fonds Green Bond
<i>Green Bond</i> n° 1 – novembre 2013	1,4 Md€	1,4 Md€	13 ⁽¹⁾	57 %
<i>Green Bond</i> n° 2 – octobre 2015	1,25 Md\$	1,25 Md\$	7 ^(1,2)	74 %
		EDF EN : 443 M€	3 ⁽²⁾	67 %
<i>Green Bond</i> n°3 – octobre 2016	1,75 Md€	Hydraulique: 235 M€	111 opérations	100 % ⁽³⁾

(1) Dont le projet Roosevelt, financé par les *Green Bonds* 1 et 2.(2) Dont le projet Red Pine, financé par les *Green Bonds* 2 et 3.

(3) Part des investissements financée par EDF prise en totalité, y compris la moitié du montant d'investissement du Projet Romanche-Gavet.

Les Projets Éligibles sélectionnés par EDF EN pour un financement au 31 décembre 2017 dans le cadre des trois premières émissions de *Green Bond* en novembre 2013 (GB1), octobre 2015 (GB2) et octobre 2016 (GB3) sont :

Projet	Technologie et capacité	Localisation	Année prévue de mise en service	Financement Green Bond
CID Solar	Solaire PV, 27 MWp	États-Unis (Californie)	En service	GB1
Cottonwood	Solaire PV, 33 MWp	États-Unis (Californie)	En service	GB1
Ensemble éolien catalan	Éolien terrestre, 96 MW	France (Pyrénées-Orientales)	En service	GB1
Great Western	Éolien terrestre, 225 MW	États-Unis (Oklahoma)	En service	GB2
Heartland	Biométhane, 20 MW	États-Unis (Colorado)	En service	GB1
Hereford	Éolien terrestre, 200 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB1
Kelly Creek	Éolien terrestre, 184 MW	États-Unis (Illinois)	En service	GB2
La Mitis	Éolien terrestre, 25 MW	Canada (Québec)	En service	GB1
Le Granit	Éolien terrestre, 25 MW	Canada (Québec)	En service	GB1
Longhorn North	Éolien terrestre, 200 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB1
Nicolas Riou	Éolien terrestre, 112 MW	Canada (Québec)	En service	GB3
Pilot Hill	Éolien terrestre, 175 MW	États-Unis (Illinois)	En service	GB1
Red Pine	Éolien terrestre, 200 MW	États-Unis (Minnesota)	En service	GB2 et GB3
Rivière du Moulin	Éolien terrestre, 350 MW	Canada (Québec)	En service	GB1
Rock Falls	Éolien terrestre, 154 MW	États-Unis (Oklahoma)	En service	GB3
Roosevelt	Éolien terrestre, 250 MW	États-Unis (Nouveau-Mexique)	En service	GB1 et GB2
Salt Fork	Éolien terrestre, 174 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB2
Slate Creek	Éolien terrestre, 150 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB2
Spinning Spur 2	Éolien terrestre, 161 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB1
Spinning Spur 3	Éolien terrestre, 194 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB1
Tyler Bluff	Éolien terrestre, 126 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB2

6. ÉTATS FINANCIERS

Informations relatives à l'allocation des fonds levés dans le cadre des obligations vertes (*Green Bonds*) émises par EDF

Les Projets Éligibles sélectionnés par la Division Hydraulique pour un financement au 31 décembre 2017 dans le cadre de l'émission de *Green Bond* d'octobre 2016 se décomposent comme suit :

	Nombre d'opérations par catégorie	Capacité concernée (MW)	Production moyenne (2011-2017) concernée (TWh)	Productible additionnel (TWh)	Montant (M€)
1. Rénovation et maintenance lourde	96	6 788	15,6		83
2. Modernisation et automatisation	4	15 840	31,2		37
3. Développement d'ouvrages existants	11	1 148	2,4	0,3	116
TOTAL (HORS DOUBLONS)	111	16 341	32,3	0,3	235

Dans le cadre de la gestion de son portefeuille d'actifs renouvelables, le Groupe est amené à céder des participations dans les actifs qu'il développe. Le pourcentage de détention par le Groupe des capacités ayant reçu un financement *Green Bond* au 31 décembre 2016 s'établit à 53 % pour le *Green Bond* n° 1, 53 % pour le *Green Bond* n° 2 et 97 % pour le *Green Bond* n°3.

Impact des Projets Éligibles financés

Le tableau ci-dessous présente trois principaux impacts associés aux projets d'énergie renouvelable ayant bénéficié d'un financement *Green Bond* :

- la capacité de production d'électricité construite dans le cadre de chaque projet EDF EN ou rénovée, modernisée ou développée dans le cadre des investissements hydroélectriques ;
- la production d'électricité supplémentaire attendue de chaque projet ; et
- les émissions de CO₂ évitées attendues par l'injection de cette production d'électricité supplémentaire dans les réseaux électriques.

Ces impacts sont présentés de manière agrégée : les données brutes correspondent à l'agrégation de l'impact de chacun des projets ayant reçu un financement du *Green Bond* considéré ; les données nettes correspondent à la somme de l'impact de chacun des Projets Éligibles, pondérée de la part du montant d'investissement du projet financée par le *Green Bond* considéré.

	Capacité totale des projets financés au 31 décembre 2017 (en mw)		Production attendue (en TWh/an)		Émissions de CO ₂ évitées attendues (en Mtn)		
	Brute ⁽¹⁾	Nette ⁽²⁾	Brute ⁽¹⁾	Nette ⁽²⁾	Brutes ⁽¹⁾	Nettes ⁽²⁾	
<i>Green Bond</i> n° 1 – novembre 2013	1 755	976	7,0	4,1	3,29	1,82	
<i>Green Bond</i> n° 2 – octobre 2015	1 306	832	5,1	3,2	3,46	2,15	
	EDF EN	466	251	2,3	1,3	1,04	0,49
<i>Green Bond</i> n° 3 – octobre 2016	Hydraulique	16 341	16 341	0,2 ⁽³⁾	0,2 ⁽³⁾	0,01 ⁽³⁾	0,01 ⁽³⁾

(1) Somme des impacts bruts de chaque projet recevant un financement du *Green Bond* correspondant.

(2) Somme des impacts de chaque projet pondérés de la part de l'investissement total financé par le *Green Bond* correspondant.

(3) Uniquement lié à la production supplémentaire attendue des investissements de développement, y compris la moitié de la production supplémentaire attendue du projet *Romanche-Gavet*

Les impacts présentés ci-dessus sont établis sur la base des principes méthodologiques suivants :

- capacité des projets financés : capacité installée à l'issue de la construction de chaque Projet Éligible telle que prévue dans le dossier d'investissement et mise à jour le cas échéant en phase de construction ou de mise en service du projet ;
- production attendue : prévision de production (dite « P50 ») prise en compte au moment de la décision d'investissement de chaque Projet Éligible ;
- émissions de CO₂ évitées : le facteur d'émission moyen du kilowattheure du système électrique est estimé sur la base du mix énergétique du système électrique et des facteurs d'émissions ACV de chaque filière de production. Le facteur d'émission du projet correspond directement au facteur d'émission ACV

de la filière de production du projet. Les mix énergétiques sont ceux publiés par l'*Environmental Protection Agency* (2012) pour les grands réseaux électriques aux États-Unis, *Statistics Canada* (2013) pour les réseaux et provinces du Canada, et l'Agence internationale de l'énergie (2013) pour les autres pays. Les facteurs d'émissions ACV de chaque filière de production correspondent aux valeurs médianes établies par le Groupement d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) et publiées dans son 5^e rapport d'évaluation (2014). La méthodologie détaillée est disponible sur demande auprès du siège du groupe EDF. Il est important de noter (i) qu'il n'existe pas de référentiel unique définissant une méthodologie de calcul des émissions de CO₂ évitées et (ii) que la production attendue et, par conséquent, les émissions de CO₂ évitées sont des données prévisionnelles estimées et non des données réelles.

ATTESTATION DE L'UN DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES INFORMATIONS RELATIVES À L'ALLOCATION, AU 31 DÉCEMBRE 2017, DES FONDS LEVÉS DANS LE CADRE DES ÉMISSIONS OBLIGATAIRES "GREEN BOND" DU 25 NOVEMBRE 2013, DU 8 OCTOBRE 2015, DU 11 OCTOBRE 2016 ET DU 26 JANVIER 2017

Au Président - Directeur général,

En notre qualité de Commissaire aux Comptes de la société Electricité de France S.A. (la "**Société**") et en réponse à votre demande, nous avons établi la présente attestation sur les informations relatives à l'allocation, au 31 décembre 2017, des fonds levés dans le cadre des émissions obligataires "*Green Bond*" (collectivement les "**Emissions**") du 25 novembre 2013 (l'"**Emission GB 2013**"), du 8 octobre 2015 (l'"**Emission GB 2015**"), du 11 octobre 2016 (l'"**Emission GB 2016**") et du 26 janvier 2017 (l'"**Emission GB 2017**"), d'un montant de 1,4 milliard d'euros, 1,25 milliard de dollars américains, 1,75 milliard d'euros et 26,0 milliards de yens respectivement, figurant dans le document ci-joint, intitulé "*Informations relatives à l'allocation des fonds levés dans le cadre des obligations vertes (Green Bond) émises par EDF*", et établi conformément aux termes et conditions des contrats d'émission du 25 novembre 2013, du 8 octobre 2015, du 11 octobre 2016 et du 26 janvier 2017 (les "**Contrats d'Emission**").

Ce document, destiné à l'information des porteurs des titres obligataires "*Green Bond*", a été établi sous votre responsabilité. Il fait ressortir une allocation des fonds levés à des projets éligibles (les "**Projets Eligibles**") depuis la date de réception des fonds jusqu'au 31 décembre 2017 (l'"**Allocation des Fonds Levés**") :

- au titre de l'Emission GB 2013, soit du 27 novembre 2013 au 31 décembre 2015, d'un montant de 1,4 milliard d'euros, étant précisé que l'allocation de l'intégralité des fonds levés pour cette émission s'est achevée en juin 2015 ;
- au titre de l'Emission GB 2015, soit du 13 octobre 2015 au 31 décembre 2017, d'un montant de 1,25 milliard de dollars américains, étant précisé que l'allocation de l'intégralité des fonds levés pour cette émission s'est achevée fin 2017 ;
- au titre de l'Emission GB 2016, soit du 11 octobre 2016 au 31 décembre 2017, d'un montant de 1,75 milliard d'euros ;
- au titre de l'Emission GB 2017, soit du 26 janvier 2017 au 31 décembre 2017, d'un montant de 26 milliards de yens.

Ces informations ont été établies à partir des livres comptables ayant servi à la préparation des comptes consolidés pour l'exercice clos le 31 décembre 2017.

Il nous appartient de nous prononcer sur :

- le respect des quatre composants des *Green Bond Principles* de l'*International Capital Market Association*⁽¹⁾ à savoir (i) l'utilisation des fonds levés (ii) les processus existants pour évaluer et sélectionner les Projets Eligibles (iii) la gestion des fonds levés et (iv) les modalités de reporting ;
- la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, des Projets Eligibles mentionnés dans le document ci-joint, avec les critères d'éligibilité définis dans les Contrats d'Emission ;
- le suivi des fonds issus des Emissions, dans un portefeuille dédié d'actifs de trésorerie, jusqu'à l'allocation des fonds à des Projets Eligibles et sur la concordance du montant des fonds alloués aux Projets Eligibles au 31 décembre 2017 dans le cadre des Emissions, avec la comptabilité et les données sous-tendant la comptabilité ;
- la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, des modalités appliquées par la Société pour déterminer l'estimation des émissions de CO₂ évitées par les Projets Eligibles financés au 31 décembre 2017 à la méthodologie décrite dans la

section "Impact des Projets Eligibles financés" du document joint à la présente attestation.

Il ne nous appartient pas en revanche :

- de remettre en cause les critères d'éligibilité définis en annexe des Contrats d'Emission et, en particulier, de donner une interprétation des termes des Contrats d'Emission ;
- de nous prononcer sur l'utilisation effective des fonds alloués aux Projets Eligibles postérieurement à leur allocation ;
- de nous prononcer sur le caractère approprié de la méthodologie utilisée pour déterminer l'estimation des émissions de CO₂ évitées.

Dans le cadre de notre mission de commissariat aux comptes, nous avons effectué, conjointement avec le co-commissaire aux comptes, un audit des comptes consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2017. Notre audit, effectué selon les normes d'exercice professionnel applicables en France, avait pour objectif d'exprimer une opinion sur les comptes consolidés pris dans leur ensemble, et non pas sur des éléments spécifiques de ces comptes utilisés pour la détermination de ces informations. Par conséquent, nous n'avons pas effectué nos tests d'audit et nos sondages dans cet objectif, et nous n'exprimons aucune opinion sur ces éléments pris isolément. Ces comptes consolidés, qui n'ont pas encore été approuvés par l'Assemblée générale des Actionnaires, ont fait l'objet de notre rapport en date du 15 février 2018.

En outre, nous n'avons pas mis en œuvre de procédures pour identifier, le cas échéant, les événements survenus postérieurement à l'émission de notre rapport sur les comptes consolidés en date du 15 février 2018.

Notre intervention, qui ne constitue ni un audit ni un examen limité, a été effectuée selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. Nos travaux ont consisté, par sondages ou au moyen d'autres méthodes de sélection, à :

Pour les informations relatives à l'Allocation des Fonds Levés et au respect des quatre composants des *Green Bond Principles*

- vérifier la correcte prise en compte des quatre composants des *Green Bond Principles* de l'*International Capital Market Association*⁽¹⁾ à savoir (i) l'utilisation des fonds levés (ii) les processus existants pour évaluer et sélectionner les Projets Eligibles (iii) la gestion des fonds levés et (iv) les modalités de reporting ;
- prendre connaissance des procédures mises en place par la Société pour déterminer les informations figurant dans le document ci-joint ;
- vérifier la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, des Projets Eligibles mentionnés dans le document ci-joint avec les critères d'éligibilité, tels que définis en annexe des Contrats d'Emission ;
- vérifier la correcte ségrégation des fonds levés lors des Emissions et leur allocation exclusive à des Projets Eligibles ;
- vérifier la proportion globale des investissements réalisés au titre des Projets Eligibles et financés par chacune des Emissions ;
- effectuer les rapprochements nécessaires entre ces informations et la comptabilité dont elles sont issues et vérifier qu'elles concordent avec les éléments ayant servi de base à l'établissement des comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017 ;

(1) *International Capital Market Association - Green Bond Principles, 2015 - Voluntary Process Guidelines for Issuing Green Bonds, March 27, 2015.*

6. ÉTATS FINANCIERS

Informations relatives à l'allocation des fonds levés dans le cadre des obligations vertes (*Green Bonds*) émises par EDF

Pour l'estimation des émissions de CO₂ évitées

- procéder à une revue critique de la méthodologie utilisée pour déterminer l'estimation des émissions de CO₂ évitées ;
- vérifier la conformité dans tous leurs aspects significatifs des modalités appliquées pour déterminer l'estimation des émissions de CO₂ évitées par les Projets Eligibles financés au cours de la période avec la méthodologie décrite dans la section "Impact des Projets Eligibles" du document joint à la présente attestation ;
- vérifier la cohérence des informations relatives à l'estimation des données de production et au choix des facteurs d'émission utilisés (calcul des facteurs d'émission des réseaux électriques où les projets sont implantés et choix des facteurs d'émission par technologie de production d'énergie), étant précisé qu'il n'existe pas de référentiel unique définissant une méthodologie de calcul des émissions de CO₂ évitées.

Sur la base de nos travaux, nous n'avons pas d'observation à formuler :

- sur le respect des quatre composants des *Green Bond Principles* de l'*International Capital Market Association* ⁽¹⁾ ;
- sur la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, des Projets Eligibles mentionnés dans le document ci-joint, avec les critères d'éligibilité définis dans les Contrats d'Emission ;
- sur le suivi des fonds issus des Emissions, dans un portefeuille dédié d'actifs de trésorerie, jusqu'à l'allocation des fonds à des Projets Eligibles et sur la concordance du montant des fonds alloués aux Projets Eligibles au 31 décembre 2017 dans le cadre des Emissions, avec la comptabilité et les données sous-tendant la comptabilité ;
- sur la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, des modalités appliquées par la Société pour déterminer l'estimation des émissions de CO₂ évitées par les Projets Eligibles financés au 31 décembre 2017 par rapport à la méthodologie décrite dans la section "Impact des Projets Eligibles financés" du document joint à la présente attestation.

Cette attestation est établie à votre attention dans le contexte précisé ci-avant et ne doit pas être utilisée, diffusée ou citée à d'autres fins.

Neuilly-sur-Seine, le 13 mars 2018

L'un des Commissaires aux Comptes

Deloitte & Associés

Anthony Maarek
Associé

(1) *International Capital Market Association - Green Bond Principles, 2015 – Voluntary Process Guidelines for Issuing Green Bonds, March 27, 2015.*

7 INFORMATIONS GÉNÉRALES CONCERNANT LA SOCIÉTÉ ET SON CAPITAL

7.1 INFORMATIONS GÉNÉRALES CONCERNANT LA SOCIÉTÉ 476

7.1.1	Dénomination sociale, adresse et numero de telephone du siège social	476
7.1.2	Registre du commerce et des sociétés, code APE	476
7.1.3	Date de constitution et durée de la Société	476
7.1.4	Forme juridique et législation applicable	476

7.2 ACTES CONSTITUTIFS ET STATUTS 476

7.2.1	Objet social	476
7.2.2	Exercice social	476
7.2.3	Répartition statutaire des bénéfices	476
7.2.4	Droits attachés aux actions	477
7.2.5	Cession et transmission des actions	477
7.2.6	Modification des statuts, du capital et des droits de vote	477
7.2.7	Composition et fonctionnement du Conseil d'administration	477
7.2.8	Assemblées générales	477
7.2.9	Dispositifs statutaires ou légaux ayant pour effet de retarder une prise de contrôle de la Société	478
7.2.10	Franchissements de seuils	478

7.3 INFORMATIONS RELATIVES AU CAPITAL ET À L'ACTIONNARIAT 479

7.3.1	Montant et évolution du capital social	479
7.3.2	Autodétention et programme de rachat d'actions	480
7.3.3	Capital autorisé mais non emis	481
7.3.4	Autres titres donnant accès au capital	482
7.3.5	Titres non représentatifs du capital	482
7.3.6	Information sur le capital de tout membre du Groupe faisant l'objet d'un accord conditionnel ou inconditionnel	483
7.3.7	Nantissement des titres de la Société	483
7.3.8	Répartition du capital et des droits de vote	483
7.3.9	Accords dont la mise en œuvre pourrait entraîner un changement de contrôle	484

7.4 MARCHÉ DES TITRES DE LA SOCIÉTÉ 485

7.5 OPÉRATIONS AVEC DES APPARENTÉS 486

7.5.1	Relations Avec l'État	486
7.5.2	Relations avec Engie (ex-GDF Suez)	486
7.5.3	Relations avec les entreprises du secteur public	486
7.5.4	Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés	487

7.6 CONTRATS IMPORTANTS 489

7.6.1	Contrats importants conclus en 2017	489
7.6.2	Contrats importants conclus en 2016	489
7.6.3	Contrats importants conclus en 2015	489

7. INFORMATIONS GÉNÉRALES CONCERNANT LA SOCIÉTÉ ET SON CAPITAL

Informations générales concernant la Société

7.1 INFORMATIONS GÉNÉRALES CONCERNANT LA SOCIÉTÉ

7.1.1 DÉNOMINATION SOCIALE, ADRESSE ET NUMERO DE TELEPHONE DU SIÈGE SOCIAL

La dénomination de la Société est : « Électricité de France ». La Société peut aussi être légalement désignée par le seul sigle « EDF ».

Le siège social est à Paris 8^e, 22-30, avenue de Wagram.

Le numéro de téléphone est +33 (0)1 40 42 22 22.

7.1.2 REGISTRE DU COMMERCE ET DES SOCIÉTÉS, CODE APE

La Société est immatriculée au Registre du commerce et des sociétés de Paris sous le numéro 552 081 317. Son code APE est 401E.

7.1.3 DATE DE CONSTITUTION ET DURÉE DE LA SOCIÉTÉ

EDF a été constitué, en vertu de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946, sous la forme d'un établissement public industriel et commercial (EPIC), avant d'être transformé en société anonyme par la loi du 9 août 2004 et le décret du 17 novembre 2004.

La durée de la Société est de 99 ans à compter du 19 novembre 2004, sauf dissolution anticipée ou prorogation.

7.1.4 FORME JURIDIQUE ET LÉGISLATION APPLICABLE

Depuis le 20 novembre 2004, EDF est une société anonyme à Conseil d'administration régie par les lois et règlements applicables aux sociétés commerciales, notamment le Code de commerce, dans la mesure où il n'y est pas dérogé par des dispositions spécifiques issues notamment du Code de l'énergie et de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 relative à la gouvernance et aux opérations sur le capital des sociétés à participation publique ou par ses statuts.

7.2 ACTES CONSTITUTIFS ET STATUTS

Dans le présent document de référence, la référence aux statuts correspond aux statuts de la Société tels qu'approuvés par le décret n° 2004-1224 du 17 novembre 2004 pris en application de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières (« la loi du 9 août 2004 ») et modifiés postérieurement à différentes reprises.

7.2.1 OBJET SOCIAL

EDF a pour objet, tant en France qu'à l'étranger, et dans le respect des lois mentionnées à l'article premier de ses statuts :

- d'assurer la production, le transport, la distribution, la fourniture et le négoce d'énergie électrique, de même que d'assurer l'importation et l'exportation de cette énergie ;
- d'assurer les missions de service public qui lui sont imparties par les lois et règlements, en particulier le Code de l'énergie et l'article L. 2224-31 du Code général des collectivités territoriales, ainsi que par les traités de concession, et notamment la mission de développement et d'exploitation des réseaux publics d'électricité et les missions de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés, de fourniture d'électricité de secours aux producteurs et aux clients visant à pallier des défaillances imprévues, de fournitures d'électricité aux clients éligibles qui ne trouvent aucun fournisseur, en contribuant à assurer le développement équilibré de l'approvisionnement en électricité par la réalisation des objectifs définis par la programmation pluriannuelle des investissements de production arrêtée par le ministre chargé de l'énergie ;
- de développer plus généralement toute activité industrielle, commerciale ou de service, y compris des activités de recherche et d'ingénierie dans le domaine de l'énergie, destinées à toute catégorie de clientèle ;
- de valoriser l'ensemble des actifs mobiliers et immobiliers qu'elle détient ou utilise ;
- de créer, d'acquérir, de louer, de prendre en location-gérance tous meubles, immeubles et fonds de commerce, de prendre à bail, d'installer, d'exploiter tous établissements, fonds de commerce, usines, ateliers se rapportant à l'un des objets précités ;
- de prendre, d'acquérir, d'exploiter ou de céder tous procédés et brevets concernant les activités se rapportant à l'un des objets précités ;
- de participer de manière directe ou indirecte à toutes opérations pouvant se rattacher à l'un des objets précités, par voie de création de sociétés ou d'entreprises nouvelles, d'apport, de souscription ou d'achat de titres ou de

droits sociaux, de prises d'intérêt, de fusion, d'association ou de toute autre manière ; et

- plus généralement, de se livrer à toutes opérations industrielles, commerciales, financières, mobilières ou immobilières se rattachant directement ou indirectement, en totalité ou en partie, à l'un quelconque des objets précités, à tous objets similaires ou connexes et encore à tous objets qui seraient de nature à favoriser ou à développer les affaires de la Société.

7.2.2 EXERCICE SOCIAL

Chaque exercice social a une durée de 12 mois commençant le 1^{er} janvier et se terminant le 31 décembre de chaque année.

7.2.3 RÉPARTITION STATUTAIRE DES BÉNÉFICES

Le bénéfice distribuable est constitué par le bénéfice net de l'exercice, diminué des pertes antérieures et des différents prélèvements prévus par la loi ou les statuts et augmenté du report bénéficiaire.

L'Assemblée générale peut décider la mise en distribution de sommes prélevées sur les réserves dont elle a la libre disposition en indiquant expressément les postes de réserves sur lesquels les prélèvements sont effectués.

Après approbation des comptes et constatation de l'existence de sommes distribuables (celles-ci incluant le bénéfice distribuable et éventuellement les sommes prélevées sur les réserves visées ci-dessus), l'Assemblée générale décide, en tout ou partie, de les distribuer aux actionnaires à titre de dividende, de les affecter à des postes de réserves ou de les reporter à nouveau. Le Conseil d'administration a également la faculté de distribuer des acomptes sur dividende avant l'approbation des comptes de l'exercice dans les conditions prévues par la loi.

L'Assemblée générale a la faculté d'accorder aux actionnaires, pour tout ou partie du dividende mis en distribution ou des acomptes sur dividende, une option entre le paiement en numéraire et le paiement en actions. En outre, l'Assemblée générale

peut décider de réaliser le paiement de tout dividende, acompte sur dividende, réserve ou prime mis en distribution, ou de toute réduction de capital, par remise d'actifs de la Société, y compris des titres financiers.

Tout actionnaire qui justifie, à la clôture d'un exercice, d'une inscription nominative depuis deux ans au moins et du maintien de celle-ci à la date de mise en paiement du dividende versé au titre dudit exercice bénéficie d'une majoration du dividende revenant aux actions ainsi inscrites, égale à 10 % du dividende versé aux autres actions, y compris dans le cas de paiement du dividende en actions. Le nombre d'actions éligibles à la majoration de 10 % ne peut excéder, pour un même actionnaire, 0,5 % du capital social à la date de clôture de l'exercice écoulé. Le premier dividende majoré a été versé en 2014 au titre de l'exercice 2013 (voir section 6.6.2 « Politique de distribution, dividende majoré »).

Les modalités de mise en paiement des distributions votées par l'Assemblée générale, ainsi que les dates de jouissance des actions distribuées, sont fixées par elle ou, à défaut, par le Conseil d'administration, dans les conditions légales. Lorsque le montant des distributions, autres qu'en numéraire, auquel a droit l'actionnaire ne correspond pas à un nombre entier d'actions, ce dernier peut recevoir le nombre d'actions immédiatement inférieur complété d'une soule en espèces ou, si l'Assemblée générale l'a demandé, le nombre d'actions immédiatement supérieur, en versant la différence en numéraire.

7.2.4 DROITS ATTACHÉS AUX ACTIONS

Chaque action donne droit, dans les bénéfices et l'actif social, à une part proportionnelle à la quotité du capital qu'elle représente. En outre, elle donne droit au vote et à la représentation dans les Assemblées générales, dans les conditions et sous les restrictions législatives, réglementaires et statutaires.

À la date de dépôt du présent document de référence, EDF n'a émis qu'une seule catégorie d'actions.

La propriété d'une action emporte de plein droit adhésion aux statuts et aux décisions de l'Assemblée générale.

En application de l'article L. 225-123 du Code de commerce tel que modifié par la loi n° 2014-384 du 29 mars 2014, un droit de vote double de celui dont bénéficient les autres actions sera conféré de droit à toutes les actions entièrement libérées pour lesquelles il sera justifié d'une inscription nominative, depuis deux ans au moins, au nom du même actionnaire. Ces dispositions ont pris effet le 3 avril 2016. En effet, le Conseil d'administration d'EDF avait décidé de ne pas proposer à l'Assemblée générale de modification des statuts visant à faire obstacle à l'application du droit de vote double prévu à l'article L. 225-123 du Code de commerce.

Les actionnaires ne supportent les pertes qu'à concurrence de leurs apports.

Chaque fois qu'il est nécessaire de posséder plusieurs actions pour exercer un droit quelconque, en cas d'échange, de regroupement ou d'attribution d'actions, ou en conséquence d'augmentation ou de réduction de capital, de fusion ou opération sociale, les propriétaires d'actions isolées ou en nombre inférieur à celui requis ne peuvent exercer ce droit qu'à condition de faire leur affaire personnelle du groupement et, éventuellement, de l'achat ou de la vente d'actions nécessaires.

Les actions sont nominatives ou au porteur, au choix de l'actionnaire, sous réserve des dispositions législatives ou réglementaires.

Les actions peuvent être inscrites au nom d'un intermédiaire dans les conditions prévues aux articles L. 228-1 et suivants du Code de commerce. L'intermédiaire est tenu de déclarer sa qualité d'intermédiaire détenant des titres pour le compte d'autrui, dans les conditions législatives et réglementaires. Ces dispositions sont également applicables aux autres valeurs mobilières émises par la Société.

La Société est en droit, dans les conditions législatives et réglementaires en vigueur, de demander à tout moment, contre rémunération à sa charge, au dépositaire central d'instruments financiers, selon le cas, le nom ou la dénomination, la nationalité, l'année de naissance ou l'année de constitution, et l'adresse des détenteurs de titres au porteur conférant immédiatement ou à terme le droit de vote dans ses propres Assemblées d'actionnaires, ainsi que la quantité de titres détenus par chacun d'eux et, le cas échéant, les restrictions dont les titres peuvent être frappés. La Société, au vu de la liste transmise par l'organisme susmentionné, a la faculté de demander aux personnes figurant sur cette liste et dont la Société estime qu'elles pourraient être inscrites pour le compte de tiers les informations ci-dessus concernant les propriétaires des titres.

S'il s'agit de titres de forme nominative donnant immédiatement ou à terme accès au capital, l'intermédiaire inscrit dans les conditions prévues à l'article L. 228-1

précité du Code de commerce est tenu, dans un délai de dix jours ouvrables à compter de la demande, de révéler l'identité des propriétaires de ces titres sur simple demande de la Société ou de son mandataire, laquelle peut être présentée à tout moment.

7.2.5 CESSIION ET TRANSMISSION DES ACTIONS

Les actions sont librement négociables sous réserve des dispositions législatives et réglementaires. Elles font l'objet d'une inscription en compte et se transmettent par voie de virement de compte à compte.

7.2.6 MODIFICATION DES STATUTS, DU CAPITAL ET DES DROITS DE VOTE

Toute modification des statuts, du capital ou des droits de vote attachés aux titres qui le composent est soumise aux prescriptions légales, les statuts ne prévoyant pas de dispositions spécifiques.

7.2.7 COMPOSITION ET FONCTIONNEMENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

Le Conseil d'administration est doté d'un règlement intérieur, régulièrement mis à jour, destiné à préciser notamment les modalités de fonctionnement du Conseil d'administration, en complément des dispositions légales et réglementaires applicables et des statuts de la Société.

Ces modalités sont décrites à la section 4.2.2 « Composition et fonctionnement du Conseil d'administration ».

Le règlement intérieur du Groupe est accessible sur le site Internet du Groupe (www.edf.fr).

7.2.8 ASSEMBLÉES GÉNÉRALES

7.2.8.1 Convocations aux assemblées

Les Assemblées générales sont convoquées par le Conseil d'administration ou, à défaut, par les Commissaires aux comptes, ou par toute personne habilitée à cet effet. Elles sont réunies au siège social ou en tout autre lieu indiqué dans la convocation.

7.2.8.2 Participation aux assemblées et exercice du droit de vote

Les Assemblées générales peuvent avoir lieu par visioconférence ou par des moyens de télécommunication permettant l'identification des actionnaires et dont la nature et les conditions d'application sont déterminées par les articles R. 225-97 à R. 225-99 du Code de commerce. Dans ce cas, sont réputés présents, pour le calcul du quorum et de la majorité, les actionnaires qui participent à l'assemblée par lesdits moyens, dans les conditions légales.

L'Assemblée générale se compose de tous les actionnaires quel que soit le nombre d'actions qu'ils possèdent.

Les actionnaires peuvent choisir entre l'une des trois modalités suivantes de participation : assister personnellement à l'assemblée en demandant une carte d'admission, donner pouvoir (procuration) au Président de l'Assemblée générale ou à toute personne physique ou morale de leur choix (article L. 225-106 du Code de commerce) ou voter à distance.

Conformément à l'article R. 225-85 du Code de commerce, il est justifié du droit de participer à l'Assemblée générale par l'inscription en compte des titres au nom de l'actionnaire ou de l'intermédiaire inscrit pour son compte (en application du septième alinéa de l'article L. 228-1 du Code de commerce), au deuxième jour précédant l'assemblée à zéro heure, heure de Paris, soit dans les comptes de titres

nominatifs tenus par la Société (ou son mandataire), soit dans les comptes de titres au porteur tenus par l'intermédiaire habilité.

Conformément à l'article R. 225-85 du Code de commerce, l'inscription des titres dans les comptes de titres au porteur tenus par les intermédiaires financiers est constatée par une attestation de participation délivrée par ces derniers, le cas échéant par voie électronique dans les conditions prévues à l'article R. 225-61 du Code de commerce, en annexe du formulaire de vote à distance, de la procuration de vote ou de la demande de carte d'admission établie au nom de l'actionnaire ou pour le compte de l'actionnaire représenté par l'intermédiaire inscrit.

Tout actionnaire peut donner pouvoir à toute personne physique ou morale de son choix en vue d'être représenté à une Assemblée générale. Le mandat et, le cas échéant, sa révocation sont écrits et communiqués à la Société. Le mandat est révocable dans les mêmes formes que celles requises pour la désignation du mandataire, le cas échéant par voie électronique. Les propriétaires des titres régulièrement inscrits au nom d'un intermédiaire dans les conditions prévues à l'article L. 228-1 du Code de commerce peuvent se faire représenter dans les conditions prévues audit article par un intermédiaire inscrit.

EDF offre à ses actionnaires la possibilité de voter par Internet, avant l'Assemblée générale.

Certaines actions peuvent bénéficier d'un droit de vote double dans les conditions définies par la loi n° 2014-384 du 29 mars 2014 (voir section 7.2.4 « Droits attachés aux actions »).

7.2.8.3 Demande d'inscription à l'ordre du jour de points ou de projets de résolutions et questions écrites au Conseil d'administration

Les demandes d'inscription à l'ordre du jour de l'Assemblée générale de points ou de projets de résolutions par des actionnaires remplissant les conditions prévues par l'article R. 225-71 du Code de commerce doivent parvenir à la Société au plus tard le vingt-cinquième jour qui précède la date de l'assemblée, sans pouvoir être adressées plus de 20 jours calendaires après la publication de l'avis préalable de réunion, conformément à l'article R. 225-73 du Code de commerce.

La demande d'inscription d'un point à l'ordre du jour est motivée. La demande d'inscription de projets de résolution est accompagnée du texte des projets de résolution, qui peuvent être assortis d'un bref exposé des motifs.

Les auteurs de la demande justifient, à la date de la demande, de la possession ou de la représentation de la fraction du capital exigée par l'article R. 225-71 du Code de commerce. Les demandes doivent être accompagnées d'une attestation d'inscription en compte. L'examen du point ou de la résolution est subordonné à la transmission, par les auteurs de la demande, d'une nouvelle attestation justifiant de l'inscription des titres dans les mêmes comptes au deuxième jour précédant l'assemblée.

Chaque actionnaire a par ailleurs la faculté d'adresser au Conseil d'administration les questions écrites de son choix. Le Conseil d'administration y répond au cours de l'assemblée ou, conformément à l'article L. 225-108 du Code de commerce, la réponse est réputée donnée dès lors qu'elle figure sur le site Internet de la Société.

Les questions écrites doivent être envoyées à la Société par lettre recommandée avec demande d'avis de réception ou par télécommunication électronique au plus tard le quatrième jour ouvré précédant la date de l'Assemblée générale. Conformément à l'article R. 225-84 du Code de commerce, pour être prises en compte, ces questions doivent être accompagnées d'une attestation d'inscription en compte.

7.2.8.4 Opérations de cession temporaire en période d'assemblée

Conformément aux dispositions de l'article L. 225-126 du Code de commerce, toute personne qui détient, seule ou de concert, au titre d'une ou plusieurs opérations de cession temporaire ou de toute opération lui donnant le droit ou lui faisant obligation de revendre ou de restituer ces actions au cédant, un nombre d'actions représentant plus de 0,5 % des droits de vote d'une société cotée, doit informer la société et l'Autorité des marchés financiers, au plus tard le deuxième jour ouvré précédant l'Assemblée générale à zéro heure, heure de Paris, et lorsque le contrat organisant cette opération demeure en vigueur à cette date, du nombre total d'actions qu'elle possède à titre temporaire. Cette déclaration comporte, outre le

nombre d'actions acquises, l'identité du cédant, la date et l'échéance du contrat relatif à l'opération et, s'il y a lieu, la convention de vote.

À défaut d'information de la société et de l'Autorité des marchés financiers, les actions ainsi acquises sont automatiquement privées de droit de vote pour l'Assemblée d'actionnaires concernée et pour toute Assemblée d'actionnaires qui se tiendrait jusqu'à la revente ou la restitution desdites actions.

En outre, le représentant de la société, un actionnaire ou l'Autorité des marchés financiers peut demander au Tribunal de commerce de prononcer la suspension totale ou partielle, pour une durée maximum de cinq ans, de ses droits de vote à l'encontre de tout actionnaire qui n'aurait pas procédé à cette information, peu important que l'actionnaire emprunteur ait ou non exercé les droits de vote.

7.2.9 DISPOSITIFS STATUTAIRES OU LÉGAUX AYANT POUR EFFET DE RETARDER UNE PRISE DE CONTRÔLE DE LA SOCIÉTÉ

En vertu de l'article L. 111-67 du Code de l'énergie et des statuts d'EDF, les modifications du capital social ne peuvent avoir pour effet de réduire la participation de l'État en dessous du seuil légal de 70 %.

Certaines actions peuvent bénéficier d'un droit de vote double dans les conditions définies par la loi n° 2014-384 du 29 mars 2014 (voir section 7.2.4 « Droits attachés aux actions »).

À l'exception de ce qui précède, aucun autre dispositif ne vise spécifiquement à prévenir ou retarder une prise de contrôle de la Société par un tiers.

7.2.10 FRANCHISSEMENTS DE SEUILS

En vertu des dispositions du Code de commerce, toute personne physique ou morale, agissant seule ou de concert, qui vient à posséder un nombre d'actions représentant plus de 5 %, 10 %, 15 %, 20 %, 25 %, 30 %, 33,3 %, 50 %, 66,6 %, 90 % ou 95 % du capital ou des droits de vote informe la Société, au plus tard avant la clôture des négociations du quatrième jour de Bourse suivant le jour du franchissement du seuil de participation, du nombre total d'actions ou de droits de vote qu'elle possède (article R. 233-1 du Code de commerce). Par ailleurs, elle doit en informer l'AMF avant la clôture des négociations, au plus tard le quatrième jour de négociation suivant le franchissement du seuil de participation (article 233-14 du règlement général de l'AMF). Les franchissements de seuil déclarés à l'AMF sont rendus publics par cette dernière.

Depuis 2012, les instruments dérivés à dénouement physique ou en espèces et ayant un effet économique similaire à la possession des actions sous-jacentes sont pris en compte pour ce calcul des franchissements de seuils (article L. 233-9 I 4o bis du Code de commerce). Conformément au règlement général de l'AMF, les détenteurs de ces instruments financiers doivent retenir pour le calcul de leur participation dans le cadre de leurs obligations de déclaration le nombre d'actions sur lesquelles portent ce type d'accords et d'instruments financiers et préciser, lors de leurs éventuelles déclarations de franchissement de seuils, leur intention quant au dénouement de ce type d'accords et d'instruments financiers dont ils bénéficient.

Ces informations sont également transmises, dans les mêmes délais et conditions, lorsque la participation en capital ou en droits de vote devient inférieure aux seuils visés ci-dessus.

À défaut d'avoir été régulièrement déclarées, les actions excédant la fraction qui aurait dû être déclarée conformément aux dispositions légales rappelées ci-dessus sont privées du droit de vote pour toute Assemblée d'actionnaires qui se tiendrait jusqu'à l'expiration d'un délai de deux ans suivant la date de régularisation de la notification.

En outre, les statuts de la Société disposent que toute personne physique ou morale agissant seule ou de concert qui vient à détenir ou qui cesse de détenir directement ou indirectement un nombre de titres correspondant à 0,5 % du capital ou des droits de vote de la Société, ou un multiple de cette fraction, est tenu de notifier à la Société, par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, au plus tard avant la clôture des négociations du quatrième jour de Bourse suivant le jour du franchissement de ce seuil, le nombre total d'actions, de droits de vote et de titres donnant accès au capital qu'elle possède. Les statuts de la Société prévoient que s'appliquent aux déclarations de franchissement de seuils statutaires qui y sont

prévues les règles de calcul et d'assimilation à la détention d'actions qui sont applicables aux seuils légaux, ainsi que les obligations d'information relatives aux instruments financiers qui ne sont pas assimilés à des actions.

L'inobservation des dispositions qui précèdent est sanctionnée par la privation des droits de vote pour les actions excédant la fraction qui aurait dû être déclarée et ce,

pour toute Assemblée d'actionnaires qui se tiendra jusqu'à l'expiration d'un délai de deux ans suivant la date de régularisation de la notification prévue ci-dessus, si l'application de cette sanction est demandée par un ou plusieurs actionnaires détenant 1 % au moins du capital de la Société. Cette demande est consignée au procès-verbal de l'Assemblée générale.

7.3 INFORMATIONS RELATIVES AU CAPITAL ET À L'ACTIONNARIAT

7.3.1 MONTANT ET ÉVOLUTION DU CAPITAL SOCIAL

À la date de dépôt du présent document de référence, le capital social de la Société se décompose de la manière suivante :

Nombre d'actions émises	2 927 438 804
Valeur nominale	0,50 euro par action
Nature des actions émises	actions ordinaires
Montant du capital social	1 463 719 402 euros

Le capital social émis par la Société a été intégralement libéré. La Société n'a émis ni autorisé aucune action de préférence.

EDF a été transformé en société anonyme et son capital fixé à 8 129 000 000 euros, divisé en 1 625 800 000 actions de 5 euros de nominal, le 20 novembre 2004 en application de la loi du 9 août 2004.

L'Assemblée générale d'EDF en date du 31 août 2005 a donné tous pouvoirs au Conseil d'administration d'EDF à l'effet de réaliser une réduction de capital d'un montant maximum de 7 316 100 000 euros, par diminution de la valeur nominale de 5 euros à un minimum de 0,50 euro. Lors de sa réunion du 27 octobre 2005, le Conseil d'administration a décidé de réduire le capital social d'un montant de 7 316 100 000 euros, par réduction de 4,50 euros de la valeur nominale des actions, qui est ainsi passée de 5 euros à 0,50 euro. Le capital social a ainsi été ramené à 812 900 000 euros.

Lors de sa réunion du 18 novembre 2005, le Conseil d'administration, faisant usage de l'autorisation qui lui a été donnée par l'Assemblée générale mixte du 10 octobre 2005, a décidé les augmentations du capital social de la Société relatives à l'Offre à Prix Ouvert et au Placement Global Garanti réalisées dans le cadre de l'introduction en Bourse du Groupe. Le Conseil d'administration a ainsi porté le capital social à 906 834 514 euros.

Le 20 décembre 2005, Calyon (désormais Crédit Agricole – CIB) a versé à EDF le prix correspondant à l'exercice de 8 502 062 bons de souscription émis à son bénéfice par décision du Conseil d'administration en date du 18 novembre 2005. Le capital social a ainsi été porté à 911 085 545 euros, divisé en 1 822 171 090 actions ordinaires.

La mise en paiement le 17 décembre 2009 de dividendes en actions s'est traduite par une augmentation du capital social de 13 347 786 euros à la suite de l'émission de 26 695 572 actions. Le capital social a ainsi été porté le 21 janvier 2010 à 924 433 331 euros, divisé en 1 848 866 662 actions ordinaires.

Le 24 juin 2011, le capital a été augmenté pour être porté à la somme de 930 406 055 euros, divisé en 1 860 812 110 actions ordinaires, par émission d'actions nouvelles en rémunération des actions EDF Énergies Nouvelles apportées à la branche échange de l'offre publique alternative d'achat ou d'échange simplifiée portant sur les actions d'EDF Énergies Nouvelles initiée par EDF (voir section 1.4.1.5.3 « EDF Énergies Nouvelles »). Puis, le 28 septembre 2011, le capital a été réduit pour être ramené à la somme de 924 433 331 euros, divisé en 1 848 866 662 actions ordinaires, par annulation des actions achetées dans le cadre du programme de rachat d'actions propres en vue de leur annulation afin de compenser la dilution induite par l'offre précitée.

Le 29 juillet 2013, le capital a été augmenté pour être porté à la somme de 930 004 234 euros, divisé en 1 860 008 468 actions ordinaires. Cette augmentation de capital fait suite à la décision de l'Assemblée générale d'EDF du 30 mai 2013 d'offrir à chaque actionnaire de la Société la possibilité d'opter pour le paiement en

actions nouvelles pour une quote-part du solde du dividende qui restait à distribuer au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2012.

La mise en paiement le 18 décembre 2015 de l'acompte sur dividende en actions s'est traduite par une augmentation du capital social de 30 065 279,50 euros à la suite de l'émission de 60 130 559 actions. Le capital social a ainsi été porté de 930 004 234 euros à 960 069 513,50 euros, divisé en 1 920 139 027 actions ordinaires.

Le 31 octobre 2016, le capital a été augmenté pour être porté à la somme de 1 054 568 341,50 euros, divisé en 2 109 136 683 actions ordinaires. Cette augmentation de capital fait suite à la décision de l'Assemblée générale d'EDF du 12 mai 2016 d'offrir à chaque actionnaire de la Société la possibilité d'opter pour le paiement en actions nouvelles pour le solde du dividende qui restait à distribuer au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2016.

La mise en paiement le 31 octobre 2016 de l'acompte sur dividende en actions s'est traduite par une augmentation du capital social de 922 416 509,04 euros à la suite de l'émission de 95 885 292 actions. Le capital social a ainsi été porté de 1 006 625 695,50 euros à 1 054 568 341,50 euros, divisé en 2 109 136 683 actions ordinaires.

Lors de sa réunion du 3 mars 2017, le Conseil d'administration, faisant usage de la délégation de compétence qui lui a été donnée par l'Assemblée générale mixte du 26 juillet 2016 dans sa deuxième résolution, a décidé une augmentation de capital en numéraire avec maintien du droit préférentiel de souscription. Le capital a été augmenté pour être porté à la somme de 1 370 938 843,50 euros, divisé en 2 741 877 687 actions ordinaires. Le montant final brut de l'augmentation de capital prime d'émission incluse s'est élevé à 4 017 905 375,40 euros et s'est traduit par l'émission de 632 741 004 actions nouvelles, elle a été lancée le 6 mars 2017 et a été définitivement réalisée le 30 mars 2017.

Le 12 juillet 2017, le capital a été augmenté pour être porté à la somme de 1 443 677 137 euros, divisé 2 887 354 274 en actions ordinaires. Cette augmentation de capital fait suite à la décision de l'Assemblée générale d'EDF du 18 mai 2017 d'offrir à chaque actionnaire de la Société la possibilité d'opter pour le paiement en actions nouvelles pour le solde du dividende qui restait à distribuer au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2016.

La mise en paiement le 14 décembre 2017 de l'acompte sur dividende en actions s'est traduite par une augmentation du capital social de 398 440 228,20 euros à la suite de l'émission de 40 084 530 actions. Le capital social a ainsi été porté de 1 443 677 137 euros à 1 463 719 402 euros, divisé en 2 927 438 804 actions ordinaires.

À la date de dépôt du présent document de référence, il n'existe, hormis les actions ordinaires de la Société, aucun autre titre donnant accès, directement ou indirectement, au capital social d'EDF.

7.

7. INFORMATIONS GÉNÉRALES CONCERNANT LA SOCIÉTÉ ET SON CAPITAL

Informations relatives au capital et à l'actionariat

7.3.2 AUTODÉTENTION ET PROGRAMME DE RACHAT D' ACTIONS

Un programme de rachat d'actions de la Société initialement autorisé par l'Assemblée générale du 9 juin 2006 a été mis en œuvre par le Conseil d'administration dans la limite de 10 % des actions composant le capital social de la Société et ce, pour une durée initiale de 18 mois. Ce programme a été reconduit pour 18 mois par les Assemblées générales qui se sont successivement tenues depuis 2006 et a notamment été approuvé par l'Assemblée générale du 18 mai 2017.

7.3.2.1 Programme de rachat d'actions en vigueur au jour du dépôt du document de référence (programme autorisé par l'Assemblée générale du 18 mai 2017)

L'Assemblée générale du 18 mai 2017, après avoir pris connaissance du rapport du Conseil d'administration et conformément aux dispositions des articles L. 225-209 et suivants du Code de commerce, a autorisé par sa septième résolution la mise en œuvre par le Conseil d'administration d'un programme de rachat des actions de la Société pour un maximum de 10 % du capital de la Société.

Cette résolution a mis fin, avec effet immédiat, pour la fraction non utilisée, à l'autorisation d'acheter des actions de la Société donnée par la septième résolution de l'Assemblée générale du 12 mai 2016.

Les objectifs du programme de rachat sont : la remise d'actions à l'occasion de l'exercice de droits attachés à des options ou des valeurs mobilières donnant accès par tous moyens, immédiatement ou à terme, à des actions de la Société, ainsi que la réalisation de toutes opérations de couverture à raison des obligations d'EDF (ou de l'une de ses filiales) liées à ces options ou valeurs mobilières ; la conservation des actions pour remise ultérieure à l'échange ou en paiement dans le cadre d'opérations éventuelles de croissance externe ou d'apport, de fusion ou de

scission ; l'allocation d'actions aux salariés du groupe EDF, notamment dans le cadre de tout plan d'achat ou d'attribution gratuite d'actions dans les conditions prévues par la loi, en particulier par les articles L. 225-197-1 et suivants du Code de commerce ou les articles L. 3332-18 et suivants du Code du travail ; la réduction du capital de la Société par annulation de tout ou partie des titres achetés ; et enfin d'assurer la liquidité de l'action EDF par un prestataire de services d'investissement au travers d'un contrat de liquidité conforme à la charte de déontologie reconnue par l'Autorité des marchés financiers.

Les achats d'actions de la Société peuvent porter sur un nombre d'actions tel que le nombre d'actions que la Société achète pendant la durée du programme de rachat n'excède pas 10 % des actions composant le capital social existant au jour de l'assemblée l'ayant autorisé et que le nombre d'actions que la Société détient à quelque moment que ce soit ne dépasse pas 10 % des actions composant le capital de la Société.

L'acquisition ou le transfert de ces actions peut être effectué dans les conditions et limites, notamment de volumes et de prix, prévues par les textes en vigueur à la date des opérations considérées, par tous moyens, notamment sur le marché ou de gré à gré, y compris par acquisition ou cession de blocs, par le recours à des instruments financiers dérivés ou à des bons ou valeurs mobilières donnant accès à des actions de la Société, ou par la mise en place de stratégies optionnelles, dans les conditions prévues par les autorités de marché et aux époques que le Conseil d'administration ou la personne agissant sur la délégation du Conseil appréciera. L'autorisation peut être utilisée en période d'offre publique, dans les limites permises par la réglementation applicable.

L'Assemblée générale a fixé à 30 euros le prix maximum d'achat par action ⁽¹⁾ et à 2 milliards d'euros le montant maximal des fonds destinés à la réalisation du programme, et a donné au Conseil d'administration tous pouvoirs, avec faculté de délégation, en vue de mettre en œuvre cette autorisation.

L'autorisation a été conférée pour une durée maximum de 18 mois à compter de l'Assemblée générale du 18 mai 2017, elle prendra donc fin le 18 novembre 2017 sauf adoption par l'Assemblée générale du 15 mai 2018 du nouveau programme présenté au paragraphe 7.3.2.3 ci-dessous.

7.3.2.2 Synthèse des opérations réalisées par la Société sur ses propres titres au cours de l'exercice 2017

Nombre d'actions autodétenues au 31 décembre 2017	3 430 016
Pourcentage de capital autodétenu au 31 décembre 2017	0,1172 %
Valeur comptable du portefeuille au 31 décembre 2017 ⁽¹⁾ (en euros)	40 035 081,84
Valeur de marché du portefeuille au 31 décembre 2017 ⁽²⁾ (en euros)	35 740 766,72
Nombre d'actions annulées au cours des derniers 24 mois	0

(1) Évaluée au cours d'achat.

(2) Sur la base du cours de clôture au 31 décembre 2017, soit 10,42 euros.

Contrat de liquidité

EDF a confié à Oddo Corporate Finance, à partir du 25 juillet 2012, la mise en œuvre d'un contrat de liquidité conforme à la Charte de déontologie de l'AMAFI approuvée par l'AMF. Pour la mise en œuvre de ce contrat, EDF a affecté les moyens suivants : 1 350 000 titres EDF transférés de l'ancien contrat de liquidité et 50 millions d'euros en espèces.

Au titre de l'exercice 2017, EDF a payé les commissions suivantes au titre des contrats de liquidité : 80 000 euros à Oddo Corporate Finance.

Nombre d'actions achetées et vendues au cours de l'exercice 2017

Au cours de l'exercice 2017, EDF a, dans le cadre du contrat de liquidité, acquis 11 658 958 de ses propres actions et cédé 10 898 157 actions. Le cours moyen d'achat des actions a été de 9,6823 euros et le cours moyen de vente a été de 9,7256 euros.

Affectation du portefeuille au 31 décembre 2017

Au 31 décembre 2017, la Société détenait un total de 3 430 016 de ses propres actions, se décomposant en 3 379 422 actions détenues dans le cadre du contrat de liquidité (représentant 0,1154 % de son capital social), et un solde de 50 594 actions (représentant 0,0017 % de son capital social), acquises sur le marché en vue d'une attribution aux salariés dans le cadre du plan d'attribution gratuite d'actions « ACT 2007 » et non attribuées.

À cette date, aucune action n'était détenue directement ou indirectement par des filiales d'EDF.

Opérations postérieures à la clôture

Entre le 1^{er} janvier 2018 et le 28 février 2018, la Société a acquis 2 794 864 de ses propres actions pour une valeur unitaire moyenne de 10.5905 euros, et cédé 2 720 421 actions pour une valeur unitaire moyenne de 10.71755 euros.

(1) Sous réserve d'ajustement par le Conseil d'administration en cas d'incorporation de primes, de réserves ou de bénéfices donnant lieu soit à l'élévation de la valeur nominale des actions, soit à la création et à l'attribution gratuite d'actions, ainsi qu'en cas de division de la valeur nominale de l'action ou de regroupement d'actions, ou de toute autre opération portant sur les capitaux propres, pour tenir compte de l'incidence de ces opérations sur la valeur de l'action.

7.3.3 CAPITAL AUTORISÉ MAIS NON EMIS

Le tableau ci-après présente de façon synthétique les délégations de compétence et autorisations d'augmenter ou réduire le capital social en vigueur à la date de dépôt du présent document de référence, accordées par l'Assemblée générale mixte du 12 mai 2016, telles que modifiées par l'Assemblée générale mixte du 26 juillet 2016, au Conseil d'administration, et leur utilisation au 31 décembre 2017 :

État des autorisations adoptées par l'Assemblée générale mixte du 12 mai 2016, telles que modifiées par l'Assemblée générale mixte du 26 juillet 2016

Titres concernés/type d'émission	Durée ⁽¹⁾ de l'autorisation et expiration	Montant nominal maximal d'augmentation ou de réduction de capital (en millions d'euros)	Utilisation des autorisations (en millions d'euros)
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital avec maintien du droit préférentiel de souscription des actionnaires			augmentation du capital
Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues	26 mois 26 septembre 2018	480 ⁽²⁾	6 mars 2017 Montant nominal de 316,4
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital, par voie d'offre au public, avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires			
Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues	26 mois 12 juillet 2018	95 ⁽²⁾	néant
Délégation de compétence au Conseil pour procéder à des offres par placement privé ⁽³⁾ avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires			
Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues	26 mois 12 juillet 2018	95 ⁽²⁾ et 20 % du capital social par an	néant
Autorisation du Conseil pour augmenter le nombre de titres à émettre en cas d'augmentation de capital avec ou sans droit préférentiel de souscription			
Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues	26 mois 12 juillet 2018	15 % du montant de l'émission initiale ⁽²⁾	néant
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital par incorporation de réserves, bénéfices, primes ou autres	26 mois 12 juillet 2018	1 000	néant
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital en rémunération d'une offre publique d'échange initiée par la Société	26 mois 12 juillet 2018	95 ⁽²⁾	néant
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital en vue de rémunérer des apports en nature ⁽⁴⁾	26 mois 12 juillet 2018	10 % du capital de la Société dans la limite de 95 ⁽²⁾	néant
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital au profit des adhérents de plans d'épargne			
Émissions réservées au personnel	26 mois 26 septembre 2018	10	néant
Autorisation du Conseil pour réduire le capital social par annulation d'actions autodétenues	26 mois 12 juillet 2018	10 % du capital par période de 24 mois	néant
Autorisation du Conseil, en cas d'augmentation de capital, par voie de placements privés, avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires, de fixer librement le prix d'émission	26 mois 26 septembre 2018	10 % du capital par période de 12 mois	néant
Délégation de compétence au Conseil à l'effet de procéder à des augmentations de capital réservées à une catégorie de bénéficiaires avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires	18 mois 26 janvier 2018	10	néant

(1) À compter du 12 mai 2016, date de l'Assemblée générale mixte à l'exception de la délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital avec maintien du droit préférentiel de souscription des actionnaires, de la délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital au profit des adhérents de plans d'épargne, de l'autorisation du Conseil de fixer librement le prix d'émission en cas d'augmentation de capital avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires et de la délégation de compétence au Conseil à l'effet de procéder à des augmentations de capital réservées à une catégorie de bénéficiaires avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires, qui ont été adoptées par l'Assemblée générale mixte du 26 juillet 2016.

(2) Le plafond nominal global d'augmentation du capital social de 480 millions d'euros prévu par la 2^e résolution soumise à l'Assemblée générale du 26 juillet 2016 s'applique à toutes les augmentations de capital, à l'exception des augmentations de capital par incorporation de réserves, primes, bénéfices ou autres et des augmentations de capital réservées au profit d'adhérents de plans d'épargne.

(3) Offres visées à l'article L. 411-2 II du Code monétaire et financier, s'adressant exclusivement aux personnes fournissant des services d'investissement de gestion de portefeuille pour compte de tiers ou à des investisseurs qualifiés ou à un cercle restreint d'investisseurs agissant pour compte propre.

(4) Article L. 225-147 du Code de commerce.

7. INFORMATIONS GÉNÉRALES CONCERNANT LA SOCIÉTÉ ET SON CAPITAL

Informations relatives au capital et à l'actionnariat

État des autorisations adoptées par l'Assemblée générale mixte du 18 mai 2017

Titres concernés/type d'émission	Durée de l'autorisation et expiration	Montant nominal maximal d'augmentation ou de réduction de capital (en millions d'euros)	Utilisation des autorisations (en millions d'euros)
Délégation de compétence au Conseil à l'effet de procéder à des augmentations de capital réservées à une catégorie de bénéficiaires avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires	18 mois 18 novembre 2018	10	néant

Autorisations proposées au vote de l'Assemblée générale mixte du 15 mai 2018

Le tableau ci-après présente les autorisations qui seront proposées au vote de l'Assemblée générale mixte du 15 mai 2018 conformément aux projets de résolutions arrêtés par le Conseil d'administration du 15 février 2018.

Titres concernés/type d'émission	Durée de l'autorisation et expiration	Montant nominal maximal d'augmentation ou de réduction de capital (en millions d'euros)
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital avec maintien du droit préférentiel de souscription des actionnaires	26 mois 15 juillet 2020	365 ⁽¹⁾
Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues		
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital, par voie d'offre au public, avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires	26 mois 15 juillet 2020	290 ⁽¹⁾
Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues		
Délégation de compétence au Conseil pour procéder à des offres par placement privé ⁽²⁾ avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires	26 mois 15 juillet 2020	290 ⁽¹⁾ et 20 % du capital social par an
Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues		
Autorisation du Conseil, en cas d'augmentation de capital, par voie de placements privés, avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires, de fixer librement le prix d'émission	26 mois 15 juillet 2020	10 % du capital par période de 12 mois
Autorisation du Conseil pour augmenter le nombre de titres à émettre en cas d'augmentation de capital avec ou sans droit préférentiel de souscription	26 mois 15 juillet 2020	15 % du montant de l'émission initiale ⁽¹⁾
Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues		
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital par incorporation de réserves, bénéfices, primes ou autres	26 mois 15 juillet 2020	1 000
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital en rémunération d'une offre publique d'échange initiée par la Société	26 mois 15 juillet 2020	145 ⁽¹⁾
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital en vue de rémunérer des apports en nature ⁽³⁾	26 mois 15 juillet 2020	10 % du capital de la Société dans la limite de 95 ⁽¹⁾
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital au profit des adhérents de plans d'épargne	26 mois 15 juillet 2020	15
Émissions réservées au personnel		
Délégation de compétence au Conseil à l'effet de procéder à des augmentations de capital réservées à une catégorie de bénéficiaires avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires	18 mois 15 novembre 2019	10
Autorisation du Conseil pour réduire le capital social par annulation d'actions autodétenues	26 mois 15 juillet 2020	10 % du capital par période de 24 mois

(1) Le plafond nominal global d'augmentation du capital social de 365 millions d'euros prévu par la 13^e résolution soumise à l'Assemblée générale du 15 mai 2018 s'applique à toutes les augmentations de capital, à l'exception des augmentations de capital par incorporation de réserves, primes, bénéfices ou autres et des augmentations de capital réservées au profit d'adhérents de plans d'épargne.

(2) Offres visées à l'article L. 411-2 II du Code monétaire et financier, s'adressant exclusivement aux personnes fournissant des services d'investissement de gestion de portefeuille pour compte de tiers ou à des investisseurs qualifiés ou à un cercle restreint d'investisseurs agissant pour compte propre.

(3) Article L. 225-147 du Code de commerce.

7.3.4 AUTRES TITRES DONNANT ACCÈS AU CAPITAL

À la date du présent document de référence, il n'existe, hormis les actions ordinaires de la Société, aucun autre titre donnant accès, directement ou indirectement au capital social d'EDF.

7.3.5 TITRES NON REPRÉSENTATIFS DU CAPITAL

EDF a mis en place le 18 avril 1996 un programme d'émission de titres de créances sous forme d'*Euro Medium Term Notes* (programme dit « EMTN »). Ce programme a été renouvelé régulièrement depuis cette date.

Le 6 octobre 2016, EDF a levé avec succès 2,655 milliards de dollars US sur 2 obligations senior auprès d'une vingtaine d'investisseurs sur le marché taïwanais (« obligations Formosa ») :

- obligation de 491 millions de dollars, d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 4,65 % ;
- obligation de 2,164 milliards de dollars, d'une maturité de 40 ans avec un coupon fixe de 4,99 %.

Le 6 octobre 2016, EDF a également lancé avec succès une émission obligataire senior multi-devises d'environ 3 milliards d'euros sur 4 tranches :

- obligation verte (*Green Bond*) de 1,75 milliard d'euros, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 1 % ;
- obligation de 750 millions d'euros, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 1,875 % ;
- obligation de 400 millions de francs suisses, d'une maturité de 8 ans avec un coupon fixe de 0,3 % ;
- obligation de 150 millions de francs suisses, d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 0,65 %.

Avec ce troisième *Green Bond*, d'un montant de 1,75 milliard d'euros soit la plus importante tranche Green en euros à ce jour, EDF a déjà émis l'équivalent de plus de 4 milliards d'euros de *Green Bonds* en 3 ans pour accompagner son développement dans les énergies renouvelables.

Le 20 janvier 2017, EDF a levé avec succès 137 milliards de yens, soit environ 1,1 milliard d'euros ⁽¹⁾, à travers 4 obligations senior sur le marché japonais (« obligations Samourai ») :

- obligation de 107,9 milliards de yens, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 1,088 % ;
- obligation verte de 19,6 milliards de yens, d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 1,278 % ;
- obligation verte de 6,4 milliards de yens, d'une maturité de 15 ans avec un coupon fixe de 1,569 % ;

- obligation de 3,1 milliards de yens, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 1,870 %, qui représente la maturité la plus longue jamais émise sur le marché Samourai.

Avec l'émission de deux tranches vertes, d'un montant total de 26 milliards de yens qui seront dédiés au financement de ses investissements renouvelables, EDF ouvre le marché Samourai Green et continue ainsi de participer activement au développement des *Green Bonds* comme outils de financement de la transition énergétique.

Ces opérations participent au financement de la stratégie d'investissement du Groupe et s'inscrivent dans le cadre de la politique d'allongement de la maturité de sa dette.

La description de la dette obligataire du Groupe est détaillée à la note 38.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017.

7.3.6 INFORMATION SUR LE CAPITAL DE TOUT MEMBRE DU GROUPE FAISANT L'OBJET D'UN ACCORD CONDITIONNEL OU INCONDITIONNEL

Les engagements d'acquisition et de cession de titres de filiales sont décrits à la note 44 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017.

À l'exception de ces engagements d'acquisition et de cession de titres et des autres engagements éventuellement décrits au chapitre 1 (« Présentation du groupe EDF ») du présent document de référence, EDF n'a conclu aucune promesse d'achat ou de vente permettant d'acquiescer ou de céder, selon le cas, tout ou partie du capital de la Société ou de l'une de ses filiales, au sens de l'article L. 233-1 du Code de commerce.

7.3.7 NANTISSEMENT DES TITRES DE LA SOCIÉTÉ

À la connaissance de la Société, aucune des actions ordinaires composant son capital social ne fait l'objet d'un nantissement.

7.3.8 RÉPARTITION DU CAPITAL ET DES DROITS DE VOTE

Durant les trois derniers exercices, la répartition du capital social d'EDF au 31 décembre était la suivante :

	Situation au 31/12/2017			Situation au 31/12/2016			Situation au 31/12/2015		
	Nombre d'actions	% du capital	% des droits de vote ⁽¹⁾	Nombre d'actions	% du capital	% des droits de vote ⁽¹⁾	Nombre d'actions	% du capital	% des droits de vote ⁽¹⁾
État	2 444 361 086	83,50	83,60	1 805 952 345	85,62	85,73	1 630 870 545	84,94	85,04
Institutionnels et particuliers	444 381 189	15,18	15,20	267 417 384	12,68	12,70	255 445 264	13,30	13,32
Actionariat salarié	35 266 513 ⁽²⁾	1,20	1,20	33 097 739 ⁽³⁾	1,57	1,57	31 512 465 ⁽⁴⁾	1,64	1,64
Actions autodétenues	3 430 016	0,12	–	2 669 215	0,13	–	2 310 753	0,12	–
TOTAL	2 927 438 804	100,00	100,00	2 109 136 683	100,00	100,00	1 920 139 027	100,00	100,00

(1) Ces pourcentages ne tiennent pas compte des droits de vote double susceptibles d'avoir été acquis en application de l'article L. 225-123 du Code de commerce.
 (2) Ce nombre comprend d'une part 30 856 184 actions (représentant 1,05 % du capital) sur la base de la définition de l'actionariat salarié au sens de l'article L. 225-102 du Code de commerce (actions détenues par les salariés et anciens salariés d'EDF au travers du FCPE « Actions EDF » du plan d'épargne groupe EDF). Ce nombre comprend d'autre part près de 4,4 millions d'actions, représentant 0,15 % du capital, détenues au nominatif pur ou administré, sans délai d'incessibilité ou au-delà des périodes d'incessibilité, par des actionnaires salariés ou anciens salariés.
 (3) Ce nombre comprend d'une part 28 771 251 actions (représentant 1,36 % du capital) sur la base de la définition de l'actionariat salarié au sens de l'article L. 225-102 du Code de commerce (actions détenues par les salariés et anciens salariés d'EDF au travers du FCPE « Actions EDF » du plan d'épargne groupe EDF). Ce nombre comprend d'autre part près de 4,3 millions d'actions, représentant 0,21 % du capital, détenues au nominatif pur ou administré, sans délai d'incessibilité ou au-delà des périodes d'incessibilité, par des actionnaires salariés ou anciens salariés.
 (4) Ce nombre comprend d'une part 27 122 068 actions (représentant 1,41 % du capital) sur la base de la définition de l'actionariat salarié au sens de l'article L. 225-102 du Code de commerce (actions détenues par les salariés et anciens salariés d'EDF au travers des FCPE « Actions EDF » du plan d'épargne groupe EDF et du plan d'épargne groupe EDF International). Ce nombre comprend d'autre part près de 4,4 millions d'actions, représentant 0,23 % du capital, détenues au nominatif pur ou administré, sans délai d'incessibilité ou au-delà des périodes d'incessibilité, par des actionnaires salariés ou anciens salariés.

(1) Selon le taux de change au 20 janvier 2017.

7. INFORMATIONS GÉNÉRALES CONCERNANT LA SOCIÉTÉ ET SON CAPITAL

Informations relatives au capital et à l'actionariat

L'Etat a conclu le 15 janvier 2018 une convention de dotation avec l'EPIC Bpifrance par laquelle il dote ce dernier de 389 349 361 actions EDF soit 13,3 % du capital et 8,46 % des droits de vote. Ils agiront de concert et devront se concerter avant chaque Assemblée générale d'EDF. L'EPIC Bpifrance s'est engagé à ne pas les transférer, ni les remettre en garantie ou à autrement en disposer.

Le 29 janvier 2018, le concert entre l'EPIC BPI France et l'Etat a franchi à la hausse les seuils légaux de 5 %, 10 %, 15 %, 20 %, 30 %, un tiers, 50 % et deux-tiers du capital et des droits de vote de la Société.

À la connaissance de la Société, aucun autre actionnaire que l'Etat français et Bpifrance ne détiennent directement ou indirectement plus de 5 % du capital et des droits de vote.

La Société a réalisé une étude sur les titres au porteur identifiable au 31 décembre 2017, qui a permis d'analyser la répartition du capital et sa répartition géographique à cette date. Le tableau ci-après fait apparaître cette répartition au 31 décembre 2017 et au 31 décembre 2016 :

	Au 31 décembre 2017		Au 31 décembre 2016	
	Nombre d'actions détenues	% du capital	Nombre d'actions détenues	% du capital
État	2 444 361 086	83,50	1 805 952 345	85,62
Institutionnels Europe hors France	111 751 510	3,81	55 533 724	2,63
Institutionnels reste du monde	174 348 008	5,96	105 599 615	5,01
Institutionnels France	83 945 491	2,87	44 821 849	2,13
Actionnaires individuels	74 336 180	2,54	61 462 195	2,91
Actionariat salarié	35 266 513	1,20	33 097 739	1,57
Autodétention	3 430 016	0,12	2 669 215	0,13
TOTAL	2 927 438 804	100,00	2 109 136 683	100,00

À la suite de l'attribution de droits de vote double attachés aux 1 630 870 545 actions détenues au nominatif par l'Etat depuis deux ans au moins depuis l'entrée en vigueur de la loi n° 2014-384 du 29 mars 2014 visant à reconquérir l'économie réelle, l'Etat a indiqué détenir 2 055 011 725 actions et 3 685 882 270 droits de vote d'EDF au 28 février 2018 (soit 70,20 % du capital et 80,10 % des droits de vote d'EDF).⁽¹⁾

Le 22 avril 2016, l'Etat a annoncé qu'il percevrait son dividende en actions au titre des années 2016 et 2017.

7.3.9 ACCORDS DONT LA MISE EN ŒUVRE POURRAIT ENTRAÎNER UN CHANGEMENT DE CONTRÔLE

À la connaissance d'EDF, il n'existe aucun accord dont la mise en œuvre pourrait, à une date ultérieure, entraîner un changement de contrôle de la Société.

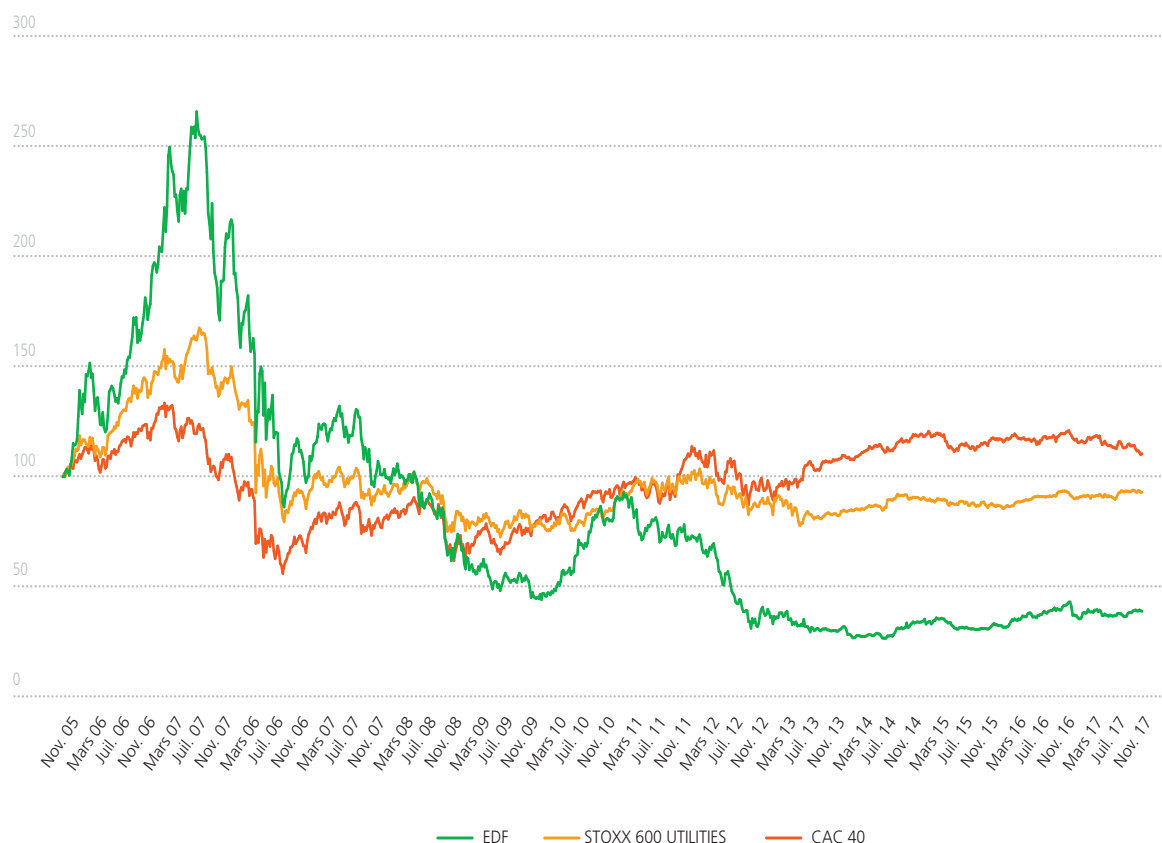
En outre, conformément à l'article L. 111-67 du Code de l'énergie, l'Etat ne peut détenir moins de 70 % du capital d'EDF.

(1) Ce pourcentage a été calculé à partir du nombre de droits de vote théoriques, sur la base de l'ensemble des actions auxquelles sont attachés des droits de vote, y compris les actions privées de droit de vote.

7.4 MARCHÉ DES TITRES DE LA SOCIÉTÉ

Les actions de la Société sont admises aux négociations sur le marché Euronext Paris (compartiment A) depuis le 21 novembre 2005, sous le code ISIN FR 0010242511, le code Reuters (EDF.PA) et le code Bloomberg (EDF:FP).

Le graphique ci-après présente l'évolution du cours de l'action de la Société depuis le 21 novembre 2005 jusqu'au 31 janvier 2018 (en base 100 au 21 novembre 2005) :



(Source : Bloomberg)

Le tableau ci-dessous décrit les cours de Bourse et les volumes de transactions en nombre de titres EDF depuis le 1er janvier 2017 jusqu'au 31 janvier 2018 sur le marché Euronext Paris :

	Transactions		Cours de clôture (en euros)	
	(en millions de titres)	(en millions d'euros ⁽¹⁾)	Plus haut	Plus bas
2018				
Janvier 2018	56 290 039	610 526 900	11,245	10,335
2017				
Décembre 2017	52 432 859	566 135 400	11,300	10,400
Novembre 2017	107 510 999	1 187 215 000	12,345	10,040
Octobre 2017	69 845 090	764 047 500	11,540	10,180
Septembre 2017	88 147 815	888 649 400	10,855	8,944
Août 2017	53 895 771	481 456 500	9,408	8,594
Juillet 2017	68 951 830	610 640 800	9,549	8,572
Juin 2017	88 559 298	865 065 300	10,170	9,316
Mai 2017	127 529 520	1 149 602 000	9,625	7,927
Avril 2017	63 449 865	490 337 800	8,081	7,400
Mars 2017	107 607 441	843 932 700	8,985	7,447
Février 2017	39 629 553	338 186 200	8,724	8,301
Janvier 2017	45 360 673	389 944 000	9,041	8,187

(1) Les transactions en millions d'euros correspondent à la somme mensuelle des produits du nombre quotidien de titres échangés par le cours de clôture du même jour. (Source : Euronext.)

ANNÉE 2017

Au cours de l'année 2017, l'action EDF a clôturé en hausse de 16,09 %, le CAC 40 a clôturé en hausse de 9,26 %, tandis que l'indice sectoriel Euro Stoxx Utility (SX6P) a clôturé en hausse de 5,49 %.

Au 29 décembre 2017, le cours de clôture de l'action EDF était de 10,420 euros (9,680 euros au 31 décembre 2016). Son cours de clôture le plus haut au cours de l'année 2017 a été de 12,345 euros le 9 novembre 2017, et son cours de clôture le plus bas de 7,400 euros le 19 avril 2017.

La capitalisation boursière d'EDF au 30 décembre 2017 s'élevait à 30,50 milliards d'euros (contre 20,42 milliards d'euros au 31 décembre 2016).

ANNÉE 2018

Depuis le début de l'année 2018, et jusqu'au 31 janvier 2018 inclus, l'action EDF a augmenté de 6,29 %, le CAC 40 a augmenté de 3,19 % et l'indice sectoriel Euro Stoxx Utility (SX6P) a baissé de 2,64 %.

Au 31 janvier 2018, le cours de clôture de l'action EDF était de 11,075 euros. Son cours de clôture le plus bas au cours de l'année 2018 jusqu'au 31 janvier 2018 inclus a été de 10,335 euros le 11 janvier 2018, et son cours de clôture le plus haut de 11,245 euros le 29 janvier 2018.

La capitalisation boursière d'EDF au 31 janvier 2018 atteignait 32,42 milliards d'euros.

7.5 OPÉRATIONS AVEC DES APPARENTÉS

Outre les informations figurant ci-après, le détail des opérations conclues par la Société avec des parties liées au sens des normes IFRS au titre de l'exercice 2017 figure dans les notes 23 et 48 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017.

Les informations relatives aux conventions et engagements réglementés visés à l'article L. 225-38 du Code de commerce figurent dans le rapport spécial des Commissaires aux comptes reproduit à la section 7.5.4 du présent document de référence.

7.5.1 RELATIONS AVEC L'ÉTAT

Au 31 décembre 2017, l'État détenait 83,50 % du capital social et 83,60 % des droits de vote d'EDF. L'État doit, en application de l'article L. 111-67 du Code de l'énergie, demeurer propriétaire d'au moins 70 % de son capital. L'État dispose ainsi de la faculté, en tant qu'actionnaire majoritaire, de contrôler les décisions sociales requérant l'approbation des actionnaires, et en particulier de déterminer l'issue du vote des actionnaires pour toute question relevant de la compétence de l'Assemblée générale.

Les réglementations applicables à EDF en tant qu'entreprise détenue majoritairement par l'État sont décrites à la section 1.5 (« Environnement législatif et réglementaire »).

Les relations avec l'État sont également décrites dans la note 48 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017.

7.5.2 RELATIONS AVEC ENGIE (EX-GDF SUEZ)

Le service commun aux deux gestionnaires de réseaux Enedis et GrDF, respectivement en charge de la distribution d'électricité et de gaz, défini par l'article L. 111-71 du Code de l'énergie, a pour missions, dans le secteur de la distribution de l'électricité et du gaz, la construction des ouvrages, la maîtrise d'œuvre de travaux, l'exploitation et la maintenance des réseaux, et les opérations de comptage. Il n'est pas doté de la personnalité morale. Ses modalités d'organisation et de fonctionnement sont décrites à la section 1.4.4.2.3 (« Le service commun à Enedis et GRDF »).

7.5.3 RELATIONS AVEC LES ENTREPRISES DU SECTEUR PUBLIC

Les relations du groupe EDF avec les entreprises du secteur public concernent principalement le groupe AREVA. Les transactions avec AREVA portent sur l'amont du cycle du combustible nucléaire, l'aval du cycle et sur des opérations de maintenance de centrales et d'achat d'équipements. Ces relations sont décrites en particulier dans les sections 2.3 (« Facteurs de dépendance »), 1.4.1.1.4 (« Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »), 1.4.1.1.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France » – « Durée de fonctionnement du parc REP d'EDF »), 1.4.1.2.2 (« État d'avancement du projet EPR de Flamanville ») et 1.4.1.1.6 (« La déconstruction des centrales nucléaires »), et enfin dans la note 48 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017.

Outre les transactions décrites ci-dessus, EDF a réalisé le 31 décembre 2017 l'acquisition d'une participation de 75,5 % du capital de New NP (devenue Framatome), entité issue du groupe AREVA (devenu Orano) et regroupant les activités industrielles, de conception et de fourniture de réacteurs nucléaires et d'équipements, d'assemblages combustible et de services à la base installée (voir section 1.4.1.3 « Framatome »).

7.5.4 RAPPORT SPÉCIAL DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES CONVENTIONS ET ENGAGEMENTS RÉGLEMENTÉS

Assemblée générale d'approbation des comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2017

A l'Assemblée Générale des Actionnaires de la société Electricité de France S.A.,

En notre qualité de Commissaires aux comptes de la société Electricité de France S.A. (la « Société »), nous vous présentons notre rapport sur les conventions et engagements réglementés.

Il nous appartient de vous communiquer, sur la base des informations qui nous ont été données, les caractéristiques, les modalités essentielles ainsi que les motifs justifiant de l'intérêt pour la société, des conventions et engagements dont nous avons été avisés ou que nous aurions découverts à l'occasion de notre mission, sans avoir à nous prononcer sur leur utilité et leur bien-fondé ni à rechercher l'existence d'autres conventions et engagements. Il vous appartient, selon les termes de l'article R. 225-31 du Code de commerce, d'apprécier l'intérêt qui s'attachait à la conclusion de ces conventions et engagements en vue de leur approbation.

Par ailleurs, il nous appartient, le cas échéant, de vous communiquer les informations prévues à l'article R. 225-31 du Code de commerce relatives à l'exécution, au cours de l'exercice écoulé, des conventions et engagements déjà approuvés par l'Assemblée générale.

Nous avons mis en œuvre les diligences que nous avons estimé nécessaires au regard de la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des Commissaires aux comptes relative à cette mission. Ces diligences ont consisté à vérifier la concordance des informations qui nous ont été données avec les documents de base dont elles sont issues.

Conventions et engagements soumis à l'approbation de l'assemblée générale

Conventions et engagements autorisés au cours de l'exercice écoulé

En application de l'article L. 225-40 du Code de commerce, nous avons été avisés des conventions et engagements suivants, qui ont fait l'objet de l'autorisation préalable de votre Conseil d'administration.

1. Contrat de garantie et de placement conféré par EDF à un syndicat bancaire comprenant notamment BNP Paribas et la Société Générale dans le cadre de l'augmentation du capital réalisée en mars 2017

Personnes concernées : Madame Laurence Parisot, administratrice d'EDF SA et de BNP Paribas et Monsieur Jean-Bernard Levy, Président-Directeur Général d'EDF SA et administrateur de la Société Générale.

Nature, objet, modalités et motifs : l'augmentation du capital d'EDF réalisée en mars 2017 a donné lieu à la signature le 6 mars 2017 d'un contrat de garantie et de placement (*Underwriting Agreement*) entre la Société et un syndicat bancaire comprenant notamment BNP Paribas et la Société Générale en qualité de « *Joint Global Coordinators* ». Aux termes de ce contrat, les Garants, agissant conjointement et sans solidarité entre eux, se sont engagés à faire souscrire ou, à défaut, à souscrire à l'intégralité des actions qui demeuraient non souscrites à l'issue de la période de souscription de l'augmentation du capital susvisée.

Le contrat prévoyait la rémunération des Garants, notamment, par une commission (*underwriting fee*) de 1,0% de la différence entre le montant brut de l'augmentation du capital et le montant résultant de l'engagement de souscription de l'Etat français, répartie entre les Garants, au prorata de leurs engagements de garantie. En complément, la Société pouvait décider de payer une commission discrétionnaire (*discretionary fee*) d'un maximum de 0,30% de la différence visée ci-dessus.

BNP Paribas et la Société Générale ont garanti chacun 12,5% de la différence visée ci-dessus, en contrepartie d'une rémunération égale à 1,5 million d'euro.

Le Conseil d'administration, qui avait autorisé la conclusion des lettres d'engagement et du projet de contrat de garantie et de placement lors de sa séance du 21 juin 2016, a autorisé la conclusion du contrat final lors de sa séance du 3 mars 2017 ; il a considéré que sa conclusion était motivée par le projet d'augmentation de capital d'EDF pour lequel la Société devait désigner des banques comme « *Global Coordinators* ». Au terme du processus d'appel d'offres qui a été mené, au cours duquel plus de 20 banques ont été auditionnées, la Société a retenu 4 coordinateurs globaux, dont BNP Paribas et la Société Générale.

2. Contrats signés par EDF dans le cadre de la cession par AREVA SA de la totalité de sa participation dans le capital de NEW NP (désormais dénommée Framatome)

Personnes concernées : l'Etat français, représenté par Monsieur Martin Vial au Conseil d'administration, actionnaire disposant d'une fraction des droits de vote supérieure à 10% d'EDF SA et d'AREVA SA, et Monsieur Maurice Gourdault-Montagne, administrateur d'EDF SA et d'AREVA SA.

Le Conseil d'administration, qui a préalablement autorisé la conclusion de ces contrats successivement lors de ses séances des 23 juin 2017 et 14 décembre 2017, a considéré que leur conclusion était motivée par la refondation de la filière nucléaire française, EDF en devenant le chef de file, qui permettra au Groupe d'être plus performant et efficace dans la réalisation de travaux majeurs comme le grand carénage du parc en exploitation et la construction de nouvelles centrales nucléaires, et d'être aussi plus compétitif pour conquérir de nouveaux marchés à l'international.

a. Contrat entre EDF, AREVA SA et AREVA NP pour l'acquisition de 75 % du capital de Framatome

Nature, objet, modalités et motifs : faisant suite au protocole d'accord signé le 28 juillet 2016, le Conseil d'administration réuni le 15 novembre 2016 avait préalablement autorisé le contrat, signé le même jour, fixant les termes de la cession d'une participation conférant à EDF le contrôle exclusif d'une entité (« NEW NP » devenue « Framatome »), détenue à 100% par AREVA NP, filiale d'AREVA SA, regroupant les activités industrielles, de conception et de fourniture de réacteurs et d'équipements nucléaires, d'assemblages de combustibles nucléaires et de services à la base installée du groupe.

Cette convention, qui figurait dans notre rapport spécial sur les conventions et engagements réglementés relatif à l'exercice 2016, n'a pas été approuvée par l'assemblée générale mixte du 18 mai 2017 statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2016.

Cette acquisition portant sur 75,5% du capital de Framatome a été autorisée par votre Conseil d'administration du 14 décembre 2017 et signée le 22 décembre 2017, et a été réalisée le 31 décembre 2017 pour un montant de 1.868 millions d'euros hors frais d'acquisition.

b. Signature par EDF du contrat relatif à l'acquisition de 19,5% des titres Framatome par Mitsubishi Heavy Industries (MHI)

Nature, objet, modalités et motifs : le contrat final de cession a été signé le 14 décembre 2017, concomitamment à l'acquisition par EDF de 75,5% des titres. Il permet à MHI d'acquérir 19,5% de Framatome auprès d'AREVA SA et d'AREVA NP, en présence d'EDF et dans des conditions financières similaires à celles prévues pour EDF.

Le conseil d'administration du 23 juin 2017, qui avait autorisé la conclusion d'un premier contrat signé le 7 juillet 2017, a considéré qu'il était dans l'intérêt de la Société que ce contrat soit conclu car celui-ci s'inscrit dans le cadre de l'opération globale de prise de contrôle de Framatome par EDF.

c. Signature par EDF du contrat relatif à l'acquisition de 5% des titres Framatome par Assystem

Nature, objet, modalités et motifs : le contrat final de cession a été signé le 14 décembre 2017, concomitamment à l'acquisition par EDF de 75,5% des titres Framatome. Il permet à Assystem d'acquérir 5% de Framatome auprès d'AREVA SA et d'AREVA NP, en présence d'EDF et dans des conditions financières similaires à celles prévues pour EDF.

Le conseil d'administration du 23 juin 2017, qui avait autorisé la conclusion d'un premier contrat signé le 7 juillet 2017, a considéré qu'il était dans l'intérêt de la Société que ce contrat soit conclu car celui-ci s'inscrit également dans le cadre de l'opération globale de prise de contrôle de Framatome par EDF.

Conventions et engagements déjà approuvés par l'assemblée générale**Conventions et engagements approuvés au cours d'exercices antérieurs dont l'exécution s'est poursuivie au cours de l'exercice écoulé**

En application de l'article R. 225-30 du Code de commerce, nous avons été informés que l'exécution des conventions suivantes, déjà approuvées par l'Assemblée générale au cours d'exercices antérieurs, s'est poursuivie au cours de l'exercice écoulé.

Conventions avec AREVA NP, transférées à NEW NP (dorénavant Framatome)

Nature, objet, modalités : ces deux conventions, portant sur l'exécution des prestations suivantes, ont été conclues avec Areva NP au cours de l'exercice 2007 et transférées à NEW NP (dorénavant Framatome) dans le cadre d'un apport partiel d'actifs réalisé le 31 décembre 2017 :

- la construction de la chaudière nucléaire de la centrale EPR Flamanville 3, autorisée par le conseil d'administration du 23 janvier 2007 ;
- la maintenance et l'entretien des chaudières à réaliser dans le cadre de la troisième visite décennale des centrales nucléaires de palier 900 MW en France, autorisée par le conseil d'administration du 14 juin 2007.

Les montants des engagements initiaux au titre de ces conventions et de leurs avenants s'élèvent respectivement à 1 465 millions d'euros (dont 193 millions d'euros comptabilisés en 2017) et 122 millions d'euros (dont 0,4 million d'euros comptabilisé en 2017).

Conventions et engagements autorisés au cours des exercices antérieurs et non approuvés par l'assemblée générale

En application de l'article R. 225-30 du Code de commerce, nous avons été informés que l'exécution des conventions suivantes, qui figuraient dans notre rapport spécial sur les conventions et engagements réglementés relatif à l'exercice 2016 et qui n'ont pas été approuvées par l'assemblée générale mixte du 18 mai 2017 statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2016, s'est poursuivie au cours de l'exercice écoulé.

1. Cession partielle du capital de RTE en faveur de la Caisse des Dépôts et de la CNP Assurances, incluant la conclusion d'un prêt par la Coentreprise (société C25, désormais Coentreprise de Transport d'Electricité - CTE), d'un protocole d'investissement et d'un pacte d'actionnaires

Personne concernée : l'Etat français, représenté par Monsieur Martin Vial au Conseil d'administration, actionnaire disposant d'une fraction des droits de vote supérieure à 10% d'EDF SA, et ayant un représentant au Conseil d'administration de CNP Assurances.

Nature, objet, modalités : cet accord, signé le 14 décembre 2016 et mis en œuvre le 31 mars 2017 entre EDF, d'une part, et la Caisse des Dépôts et Consignation et CNP Assurances, d'autre part, a permis l'acquisition par la Caisse des Dépôts et Consignation et CNP Assurances d'une participation indirecte de 49,9% dans le capital de RTE, et la mise en place des modalités d'un partenariat de long terme pour favoriser le développement de RTE.

Le montant du prêt externe obtenu par CTE s'est établi à 2,8 milliards d'euros et la cession a été réalisée sur la base d'une valeur à 100% de RTE de 8,2 milliards d'euros.

2. Convention conclue entre l'Etat, EDF, la Caisse des Dépôts, CNP Assurances et la société CTE relative à la gouvernance de CTE et de RTE

Personne concernée : l'Etat français, représenté par Monsieur Martin Vial au Conseil d'administration, actionnaire disposant d'une fraction des droits de vote supérieure à 10% d'EDF SA, et ayant un représentant au Conseil d'administration de CNP Assurances.

Nature, objet, modalités : cette convention, conclue entre EDF, la Caisse des Dépôts et CNP Assurances, CTE et l'Etat, a notamment eu pour objet l'engagement de l'Etat de limiter à deux le nombre de ses représentants au Conseil de surveillance de RTE.

Paris La Défense et Neuilly-sur Seine, le 9 mars 2018

Les Commissaires aux comptes

KPMG Audit
Département de KPMG S.A.

Deloitte & Associés

Jay Nirsimloo

Michel Piette

Damien Laurent

Anthony Maarek

7.6 CONTRATS IMPORTANTS

Les informations relatives aux conventions et engagements réglementés visés à l'article L. 225-38 du Code de commerce figurent dans les rapports spéciaux des Commissaires aux comptes reproduits à la section 7.5.4 du présent document de référence, à la section 7.5.4 du document de référence 2016 et à la section 7.5.4 du document de référence 2015.

À l'exception de contrats éventuellement décrits dans les chapitres 1 et 5 du présent document de référence ou dans l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017, dans les chapitres 1 et 5 des documents de référence 2015 et 2016 ou dans l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2015 et 2016, et notamment les contrats présentés ci-dessous, EDF n'a pas conclu, au cours des deux années précédant la date de dépôt du présent document de référence, du document de référence 2016 et du document de référence 2015, de contrats importants autres que ceux conclus dans le cadre normal des affaires.

7.6.1 CONTRATS IMPORTANTS CONCLUS EN 2017

Les contrats importants conclus en 2017, autres que ceux conclus dans le cadre normal des affaires, auxquels le Groupe est partie, sont les suivants :

- EDF a signé un accord avec PGE pour la cession des actifs d'EDF Polska le 19 mai 2017 ;
- EDF a signé le 31 mars 2017 un accord cédant une participation indirecte de 49,9 % du capital de RTE à la Caisse des Dépôts et CNP Assurances ;
- conformément au protocole d'accord non engageant signé entre EDF et AREVA le 30 juillet 2015 et actualisé le 28 juillet 2016, EDF a réalisé le 31 décembre 2017 l'acquisition d'une participation de 75,5 % du capital de New NP, entité issue du groupe AREVA et regroupant les activités industrielles, de conception et de fourniture de réacteurs nucléaires et d'équipements, d'assemblages combustible et de services à la base installée (voir section 1.4.1.3 « Framatome »), autorisée par le Conseil d'administration du 14 décembre 2017.

7.6.2 CONTRATS IMPORTANTS CONCLUS EN 2016

Les contrats importants conclus en 2016, autres que ceux conclus dans le cadre normal des affaires, auxquels le Groupe est partie, sont les suivants :

- contrats définitifs concernant le projet Hinkley Point C conclus le 29 septembre 2016 avec le gouvernement britannique et CGN à la suite de l'autorisation de la décision finale d'investissement par le Conseil d'administration d'EDF le 28 juillet 2016 ;
- contrat de cession d'actions relatif à l'acquisition des activités d'AREVA NP par une prise de participation entre 51 et 75 % du capital et des droits de vote de la société New NP, filiale à 100 % de la société AREVA NP, conclu entre EDF SA, AREVA et AREVA NP en date du 15 novembre 2016, auquel est annexé un projet de pacte d'actionnaires relatif à la gouvernance de New NP, autorisés par le Conseil d'administration du 15 novembre 2016 ;
- protocole d'investissement (et ses annexes) entre EDF SA, la Caisse des dépôts et CNP Assurances en date du 14 décembre 2016 ayant pour objet la cession partielle indirecte du capital de Réseau de Transport d'Electricité - RTE, autorisée par le Conseil d'administration du 14 décembre 2016.

7.6.3 CONTRATS IMPORTANTS CONCLUS EN 2015

Les contrats importants conclus en 2015, autres que ceux conclus dans le cadre normal des affaires, auxquels le Groupe est partie, sont les suivants :

- accord le 30 juin 2015 avec EP Energy relatif à la cession de 95,6 % de la société hongroise Budapesti Erőmű Zrt (BE Zrt) ;
- accord le 10 juillet 2015 avec Macquarie Infrastructure and Real Assets relatif à la cession par le Groupe de 25 % dans la société autrichienne Energie Steiermark Holding AG (Estag) ;
- protocole d'accord non engageant le 30 juillet 2015 avec AREVA formalisant l'état d'avancement des discussions relatives au projet de partenariat entre AREVA et EDF ;
- accord stratégique d'investissement le 21 octobre 2015 avec China General Nuclear Power Corporation (CGN) pour la construction et l'exploitation de deux réacteurs EPR sur le site d'Hinkley Point C.

7. INFORMATIONS GÉNÉRALES CONCERNANT LA SOCIÉTÉ ET SON CAPITAL

8 ■ INFORMATIONS COMPLÉMENTAIRES

8.1 PERSONNE RESPONSABLE DU DOCUMENT DE RÉFÉRENCE ET ATTESTATION	492	8.3 DOCUMENTS ACCESSIBLES AU PUBLIC	493
8.1.1 Responsable du document de référence	492	8.4 CALENDRIER DE COMMUNICATION FINANCIÈRE	493
8.1.2 Attestation du responsable du document de référence 2017 contenant le rapport financier annuel	492	8.5 TABLES DE CONCORDANCE	494
8.2 RESPONSABLES DU CONTRÔLE DES COMPTES - COMMISSAIRES AUX COMPTES	493	8.5.1 Table de concordance avec l'annexe i du règlement (ce) no 809/2004	494
Deloitte et Associés	493	8.5.2 Table de concordance avec le rapport de gestion	496
KPMG SA	493	8.5.3 Table de concordance avec les Éléments du rapport du conseil d'administration d'EDF sur le gouvernement d'entreprise	498
		8.5.4 Table de concordance avec le rapport financier annuel	498
		GLOSSAIRE	499

8.

INFORMATIONS COMPLÉMENTAIRES

Personne responsable du document de référence et attestation

8.1 PERSONNE RESPONSABLE DU DOCUMENT DE RÉFÉRENCE ET ATTESTATION

8.1.1 RESPONSABLE DU DOCUMENT DE RÉFÉRENCE

Jean-Bernard Lévy, Président-Directeur Général d'EDF.

8.1.2 ATTESTATION DU RESPONSABLE DU DOCUMENT DE RÉFÉRENCE 2017 CONTENANT LE RAPPORT FINANCIER ANNUEL

J'atteste, après avoir pris toute mesure raisonnable à cet effet, que les informations contenues dans le présent document de référence sont, à ma connaissance, conformes à la réalité et ne comportent pas d'omission de nature à en altérer la portée.

J'atteste, à ma connaissance, que les comptes sont établis conformément aux normes comptables applicables et donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière et du résultat de la Société et de l'ensemble des entreprises comprises dans la consolidation, et que le rapport de gestion inclus dans ce document présente un tableau fidèle de l'évolution des affaires, des résultats et de la situation financière de la Société et de l'ensemble des entreprises comprises dans la consolidation ainsi qu'une description des principaux risques et incertitudes auxquels elles sont confrontées.

J'ai obtenu des contrôleurs légaux des comptes une lettre de fin de travaux, dans laquelle ils indiquent avoir procédé à la vérification des informations portant sur la situation financière et les comptes données dans le présent document de référence ainsi qu'à la lecture d'ensemble du document de référence. Cette lettre ne contient pas d'observation.

Jean-Bernard Lévy,
Président-Directeur Général d'EDF

8.2 RESPONSABLES DU CONTRÔLE DES COMPTES - COMMISSAIRES AUX COMPTES

DELOITTE ET ASSOCIÉS

185, avenue Charles-de-Gaulle, 92200 Neuilly-sur-Seine, représenté par MM. Damien Leurent et Anthony Maarek.

KPMG SA

Tour EQHO, 2, avenue Gambetta, CS 60055, 92066 Paris - La Défense Cedex, représenté par MM. Jay Nirsimloo et Michel Piette.

Les Commissaires aux comptes titulaires ont été initialement nommés par délibération de l'Assemblée générale ordinaire du 6 juin 2005 pour une période de six exercices expirant à l'issue de l'Assemblée générale ordinaire statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2010.

Leurs mandats ont été renouvelés par décision de l'Assemblée générale mixte du 24 mai 2011 jusqu'à l'Assemblée générale ordinaire statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2016 puis de nouveau par l'Assemblée générale mixte du 18 mai 2017 pour une nouvelle période de six exercices expirant à l'issue de l'Assemblée générale ordinaire statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2022.

Les Commissaires aux comptes ci-avant désignés ont en conséquence certifié les comptes reproduits dans le présent document de référence.

Il est précisé que suite à une évolution législative, il n'est plus nécessaire de nommer des Commissaires aux comptes suppléants. L'Assemblée générale mixte du 18 mai 2017 a pris acte du non renouvellement de BEAS et KPMG Audit IS, Commissaires aux comptes suppléants dont les mandats arrivaient à expiration.

8.3 DOCUMENTS ACCESSIBLES AU PUBLIC

Les communiqués de la Société, les documents de référence annuels comprenant notamment les informations financières historiques sur la Société déposés auprès de l'AMF ainsi que leurs actualisations sont consultables sur le site Internet de la Société à l'adresse suivante : <http://finance.edf.com/finance-41326.html>, et une copie peut en être obtenue au siège de la Société, 22-30, avenue de Wagram, 75382 Paris Cedex 08.

L'information réglementée diffusée par la Société en application des dispositions des articles 221-1 et suivants du règlement général de l'AMF est disponible à l'adresse suivante : <http://finance.edf.com/actualites-et-publications/publications/information-reglementee/sommaire-44493.html>.

Enfin, les documents et informations prévus à l'article R. 225-73-1 du Code de commerce peuvent être consultés sur le site de la Société dans l'espace dédié aux Assemblées générales.

8.

8.4 CALENDRIER DE COMMUNICATION FINANCIÈRE

Résultats annuels 2017	16 février 2018
Chiffre d'affaires 1 ^{er} trimestre 2018	9 mai 2018
Assemblée générale annuelle des actionnaires	15 mai 2018
Résultats semestriels 2018	31 juillet 2018

La Société a mis en place une période d'embargo de 15 jours calendaires avant l'annonce des résultats annuels et semestriels et avant l'annonce des résultats trimestriels (« *quiet period* ») pendant laquelle aucune information nouvelle sur la marche des affaires et les résultats d'EDF ne doit être délivrée aux analystes

financiers et aux investisseurs, afin de ne pas courir le risque de communiquer des informations financières parcellaires pouvant conduire leurs destinataires à anticiper les résultats d'EDF avant leur publication.

8.5 TABLES DE CONCORDANCE

8.5.1 TABLE DE CONCORDANCE AVEC L'ANNEXE I DU RÈGLEMENT (CE) N° 809/2004

Table de concordance avec les informations requises par l'annexe I du règlement (CE) n° 809/2004 du 29 avril 2004 :

	Sections du document de référence
1. Personnes responsables	Section 8.1
1.1. Identité des personnes responsables	Section 8.1.1
1.2. Déclaration des personnes responsables	Section 8.1.2
2. Contrôleurs légaux des comptes	Section 8.2
2.1. Identité des contrôleurs légaux	Section 8.2
2.2. Changement éventuel	n/a
3. Informations financières sélectionnées	Introduction : Chiffres clés
3.1. Informations financières historiques	Section 6.5
3.2. Informations financières intermédiaires	n/a
4. Facteurs de risques	Section 2.1
5. Informations concernant l'émetteur	Chapitres 1 et 7
5.1. Histoire et évolution de la Société	Section 1.1
5.1.1. Raison sociale et nom commercial de l'émetteur	Section 7.1.1
5.1.2. Lieu et numéro d'enregistrement de l'émetteur	Section 7.1.2
5.1.3. Date de constitution et durée de vie de l'émetteur	Section 7.1.3
5.1.4. Siège social et Forme juridique de l'émetteur, législation régissant les activités, pays d'origine, adresse et numéro de téléphone du siège statutaire	Section 7.1.4
5.1.5. Événements importants dans le développement des activités de l'émetteur	Section 5.1.2 / 5.1.3
5.2. Investissements	Section 1.3.3
5.2.1. Principaux investissements réalisés	Section 1.3.3.1
5.2.2. Principaux investissements en cours	Section 1.3.3.2
5.2.3. Principaux investissements que compte réaliser l'émetteur à l'avenir et pour lesquels ses organes de direction ont déjà pris des engagements fermes	Sections 1.3.3.2 / 5.1.3.5
6. Aperçu des activités	Section 1.4
6.1. Principales activités	Section 1.4
6.2. Principaux marchés	Section 1.4
6.3. Événements exceptionnels	n/a
6.4. Dépendance de l'émetteur	Section 2.3
6.5. Déclaration sur la position concurrentielle	Sections 1.4.2.1.2 / 1.4.5.1.2.4
7. Organigramme	Section 1.2.1
7.1. Description sommaire du Groupe	Section 1.2.1
7.2. Liste des filiales importantes	Section 1.2.1
8. Propriétés immobilières, usines et équipements	Section 1.7
8.1. Immobilisations corporelles importantes	Section 1.7
8.2. Questions environnementales	Sections 1.7 / 3.2 / 3.4.2
9. Examen de la situation financière et du résultat	Chapitre 6
9.1. Situation financière	Chapitre 6
9.2. Résultat d'exploitation	Chapitre 6.1
9.2.1. Facteurs importants, y compris les événements inhabituels ou peu fréquents ou de nouveaux développements	Section 5.1.2 / 5.1.3
9.2.2. Raisons des changements importants du chiffre d'affaires net ou des produits nets	Section 6.7
9.2.3. Stratégie ou facteur de nature gouvernementale, économique, budgétaire, monétaire ou politique ayant influé sensiblement ou pouvant influencer sensiblement, de manière directe ou indirecte, sur les opérations de l'émetteur	Sections 1.3.1 / 1.3.2
10. Trésorerie et capitaux	Chapitres 6 et 7
10.1. Informations sur les capitaux	Sections 7.2 / 7.3
10.2. Flux de trésorerie	Chapitre 6.1 - note 43
10.3. Conditions d'emprunt et structure de financement	Chapitre 6.1 - note 38
10.4. Restrictions à l'utilisation des capitaux	n/a
10.5. Sources de financement attendues	n/a

Sections du document de référence

11. Recherche et développement, brevets et licences	Section 1.6
12. Informations sur les tendances	Sections 5.2 / 5.3 / 5.4
12.1. Principales tendances depuis la fin du dernier exercice	Section 5.2
12.2. Événement susceptible d'influer sensiblement sur les perspectives	Section 5.4
13. Prévisions ou estimations du bénéfice	Section 5.4
14. Organes d'administration, de direction et de surveillance et Direction Générale	Chapitre 4
14.1. Informations concernant les membres	Sections 4.2.1 / 4.3.1
Nom, adresse, professionnelle et fonction	Sections 4.2.1 / 4.3.1
Nature de tout lien familial existant	Sections 4.4
Expertise et expérience	Sections 4.2.1 / 4.3.1
Déclaration de non condamnation	Section 4.4.2
14.2. Conflits d'intérêts	Section 4.4.1
15. Rémunérations et avantages	Section 4.6
15.1. Rémunération versée et avantages en nature	Sections 4.6.1 / 4.6.2
15.2. Provisions pour pensions et retraites	Section 4.6.1.1.3
16. Fonctionnement des organes d'administration et de direction	Section 4.2.2
16.1. Date d'expiration des mandats	Section 4.2.2.1
16.2. Contrats de service liant les membres des organes d'administration, de direction ou de surveillance	Section 4.4.3
16.3. Informations sur les comités d'audit et de rémunération	Section 4.2.3
16.4. Conformité au régime de gouvernement d'entreprise en vigueur	Section 4.1
17. Salariés	Section 3.6
17.1. Nombre de salariés	Section 3.6.1
17.2. Participations et stock-options	n/a
17.3. Accord prévoyant une participation des salariés dans le capital	n/a
18. Principaux actionnaires	Section 7.3
18.1. Actionnaires détenant plus de 5 % du capital	Section 7.3.8
18.2. Existence de droits de vote différents	Section 7.2.4
18.3. Contrôle direct ou indirect	Section 7.3
18.4. Accord dont la mise en œuvre pourrait entraîner un changement de contrôle	Section 7.3.9
19. Opérations avec des apparentés	Section 7.5
20. Informations financières concernant le patrimoine, la situation financière et les résultats de l'émetteur	Chapitres 5 et 6
20.1. Informations financières historiques	Section 6.5
20.2. Informations financières pro forma	n/a
20.3. États financiers	Chapitre 6
20.4. Vérification des informations financières historiques annuelles	Chapitre 6
20.5. Date des dernières informations financières	n/a
20.6. Informations financières intermédiaires et autres	Chapitre 6
20.7. Politique de distribution de dividendes	Section 6.6
20.8. Procédures judiciaires et d'arbitrage	Section 2.4
20.9. Changement significatif de la situation financière ou commerciale	Section 6.7
21. Informations complémentaires	Chapitres 6 et 7
21.1. Capital social	Chapitre 6.1 - note 27 – Section 7.3
Montant du capital souscrit, nombre d'actions émises et totalement libérées et valeur nominale par action	Section 7.3.1
Nombre d'actions autorisées	Section 7.3.3
Informations relatives aux actions non représentatives du capital	n/a
Nombre, valeur comptable et valeur nominale des actions détenues par l'émetteur	Section 7.3.2
Informations relatives aux valeurs mobilières convertibles, échangeables ou assorties de bons de souscription	n/a
Informations sur les conditions régissant tout droit d'acquisition et/ou toute obligation attaché(e) au capital souscrit, mais non libéré, ou sur toute entreprise visant à augmenter le capital	Sections 7.2.4 / 7.2.5 / 7.3.3
Informations sur le capital de tout membre du Groupe faisant l'objet d'une option ou d'un accord conditionnel ou inconditionnel prévoyant de le placer sous option et le détail de ces options	Section 7.3.6
Historique du capital social	Section 7.3.1
21.2. Acte constitutif et statuts	Section 7.2

	Sections du document de référence
22. Contrats importants	Section 7.6
23. Informations provenant de tiers, déclarations d'experts et déclarations d'intérêts	n/a
23.1. Identité	n/a
23.2. Attestation	n/a
24. Documents accessibles au public	Section 8.3
25. Informations sur les participations	Section 4.5.1

8.5.2 TABLE DE CONCORDANCE AVEC LE RAPPORT DE GESTION

Le présent document de référence inclut les éléments du rapport de gestion relatif à l'exercice 2017 du Conseil d'administration prévus par les articles L. 225-100 et suivants du Code de commerce. Le rapport de gestion est constitué des sections du document de référence identifiées dans le tableau ci-dessous :

Élément requis	Texte de référence	Chapitre du document de référence
Situation et activité du Groupe		
Analyse objective et exhaustive de l'évolution des affaires, des résultats et de la situation financière de la Société et du Groupe	L. 225-100-1, L. 232-1, L. 233-6 et L. 233-26 du Code de commerce	Chapitre 5
Evènements importants survenus entre la date de clôture de l'exercice et la date à laquelle le rapport de gestion est établi	L. 232-1 et L. 233-26 du Code de commerce	Section 5.2
Evolution prévisible de la situation de la Société et du Groupe et perspectives d'avenir	L. 232-1 et L. 233-26 du Code de commerce	Sections 5.4 et 5.5 Section 2.4.3
Indicateurs clés de performance de nature non financière ayant trait à l'activité spécifique de la Société et du Groupe	L225.100-1 du Code de commerce	Section 3.7.3
Description des principaux risques et incertitudes et indication sur l'utilisation des instruments financiers pour la Société et le Groupe	L. 225-100-1 du Code de commerce	Section 2.1
Prises de participations significatives au cours de l'exercice dans des sociétés ayant leur siège social sur le territoire français	L. 233-6 al.1 du Code de commerce	Section 5.1.3 Note 5 de l'annexe aux comptes consolidés
Procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place par le Groupe relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière	L. 225-100-1 du Code de commerce	Section 2.2
Risques financiers liés aux effets du changement climatique et stratégie bas-carbone du Groupe	L. 225-100-1 du Code de commerce	Section 2.1.4 Section 3.3.1
Activités en matière de recherche et de développement	L. 232-1 et L. 233-26 du Code de commerce	Section 1.6
Gouvernement d'entreprise / Mandataires sociaux		
Section intégrant les éléments du rapport sur le gouvernement d'entreprise		
Référence au Code de gouvernement d'entreprise	L. 225-37-4 du Code de commerce	Section 4.1
Liste de l'ensemble des mandats et fonctions exercés dans toute société par chacun des mandataires durant l'exercice	L. 225-37-4 du Code de commerce	Section 4.2 Section 4.3
Composition et conditions de préparation et d'organisation des travaux du Conseil d'administration	L. 225-37-4 du Code de commerce	Section 4.2
Composition du Conseil d'administration, application du principe de représentation équilibrée des femmes et des hommes en son sein et conditions de préparation et d'organisation des travaux du Conseil d'administration	L. 225-37-4 du Code de commerce	Section 4.2
Rémunérations et avantages de toute nature versés durant l'exercice à chaque mandataire social par la Société	L. 225-37-3 du Code de commerce	Section 4.6
Principes et règles arrêtés par le Conseil d'administration pour déterminer les rémunérations et avantages de toute nature accordés aux mandataires sociaux	L. 225-37-4 du Code de commerce	Section 4.6
Conventions conclues entre un dirigeant ou un actionnaire significatif et une filiale	L. 225-37-4 du Code de commerce	Section 7.5 Section 7.6 notes 23 et 48 de l'annexe aux comptes consolidés

Elément requis	Texte de référence	Chapitre du document de référence
Limitation des pouvoirs du Président-Directeur Général	L. 225-37-4 du Code de commerce	Section 4.2.2 Section 7.2.9
Informations susceptibles d'avoir une incidence en cas d'offre publique	L. 225--37-5 du Code de commerce	Section 7.2 Section 7.3
Modalités particulières relatives à la participation des actionnaires à l'Assemblée générale	L. 225-37-4 du Code de commerce	Section 7.2.8
Tableau récapitulatif des délégations en cours de validité accordées par l'Assemblée générale en matière d'augmentations de capital	L. 225-37-4 du Code de commerce	Section 7.3.3
Actionnariat et capital		
Structure et évolution du capital de la Société	L. 233-13 du Code de commerce	Section 7.3
Acquisition et cession par la Société de ses propres actions	L. 225-211 du Code de commerce	Section 7.3.2
État de la participation des salariés au capital social	L. 225-102 al 1 du Code de commerce	Section 3.6.3.1 Section 7.3.8
Titres acquis par les salariés dans le cadre d'une opération de rachat d'entreprise par les salariés	L. 225-102 al 2 du Code de commerce	N/A
Mention des ajustements éventuels pour les titres donnant accès au capital en cas de rachats d'actions ou d'opérations financières	R.228-90 et R.228-91 du Code de commerce	N/A
Montant des dividendes qui ont été mis en distribution au titre des trois exercices précédents	243 bis du Code général des impôts	Section 6.6.1
Informations environnementales, sociales et sociétales		
Informations environnementales sociales et sociétales	L. 225-102-1 al 5 et 6 et R.225-105 du Code de commerce	Chapitre 3
Informations spécifiques pour les sociétés exploitant au moins un site classé Seveso « seuil haut »	L. 225-102-2 du Code de commerce	Section 3.1.8
Plan de vigilance	Article L. 225-102-4 I alinéa 1 du Code de commerce	Section 3.1.6
Autres informations		
Informations fiscales complémentaires	223 quater et 223 quinquies du Code général des impôts	N/A
Injonctions ou sanctions pécuniaires pour des pratiques anticoncurrentielles	L. 464-2 du Code de commerce	N/A
Informations sur les délais de paiement des fournisseurs et des clients	D.441-6-1 du Code de commerce	Section 5.1.7
Tableau faisant apparaître les résultats de la Société au cours de chacun des cinq derniers exercices	R.225-102 du Code de commerce	Section 6.5
Liste des succursales existantes	L. 232-1 du Code de commerce	Section 5.1.8
Montant des prêts interentreprises consentis	L. 511-6 du Code de commerce	Section 1.2.2
Informations sur les opérations des dirigeants et personnes liées sur les titres de la Société	L. 621-18-2 du Code monétaire et financier	Section 4.5.2
Attribution et conservation des stock options par les mandataires sociaux	L. 225-185 du Code de commerce	N/A
Attribution et conservation d'actions gratuites aux dirigeants mandataires sociaux	L. 225-197-1 du Code de commerce	Section 4.6.2

8.5.3 TABLE DE CONCORDANCE AVEC LES ÉLÉMENTS DU RAPPORT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION D'EDF SUR LE GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE

Le présent document de référence inclut tous les éléments du rapport du Conseil d'administration de la Société visé à l'article L. 225-37 du Code de commerce. Le rapport sur le gouvernement d'entreprise du Conseil d'administration est constitué des sections du document de référence identifiées dans le tableau ci-dessous et est inclus dans le rapport de gestion dans une section Gouvernement d'entreprise :

Élément requis	Texte de référence	Chapitre
Référence au Code de gouvernement d'entreprise	L. 225-37-4 du Code de commerce	Section 4.1
Liste de l'ensemble des mandats et fonctions exercés dans toute société par chacun des mandataires durant l'exercice	L. 225-37-4 du Code de commerce	Section 4.2 Section 4.3
Composition et conditions de préparation et d'organisation des travaux du Conseil d'administration	L. 225-37-4 du Code de commerce	Section 4.2
Composition du Conseil d'administration, application du principe de représentation équilibrée des femmes et des hommes en son sein et conditions de préparation et d'organisation des travaux du Conseil d'administration	L. 225-37-4 du Code de commerce	Section 4.2
Rémunérations et avantages de toute nature versés durant l'exercice à chaque mandataire social par la Société	L. 225-37-3 du Code de commerce	Section 4.6
Principes et règles arrêtés par le Conseil d'administration pour déterminer les rémunérations et avantages de toute nature accordés aux mandataires sociaux	L. 225-37-4 du Code de commerce	Section 4.6
Conventions conclues entre un dirigeant ou un actionnaire significatif et une filiale	L. 225-37-4 du Code de commerce	Section 7.5 Section 7.6 note 48 de l'annexe aux comptes consolidés
Limitation des pouvoirs du Président-Directeur Général	L. 225-37-4 du Code de commerce	Section 4.2.2 Section 7.2.9
Informations susceptibles d'avoir une incidence en cas d'offre publique	L. 225--37-5 du Code de commerce	Section 7.2.8 Section 7.3.2
Modalités particulières relatives à la participation des actionnaires à l'Assemblée générale	L. 225-37-4 du Code de commerce	Section 7.2
Tableau récapitulatif des délégations en cours de validité accordées par l'Assemblée générale en matière d'augmentations de capital	L. 225-37-4 du Code de commerce	Section 7.3.3

8.5.4 TABLE DE CONCORDANCE AVEC LE RAPPORT FINANCIER ANNUEL

Le présent document de référence inclut le rapport financier annuel de l'exercice 2017 établi en application des articles L. 451-1-2 du Code monétaire et financier et 222-3 du règlement général de l'Autorité des marchés financiers. Le rapport financier annuel est constitué des sections du document de référence identifiées dans le tableau ci-dessous :

Rubriques	Sections du document de référence
Attestation du responsable du rapport financier annuel	Section 8.1.2
Comptes annuels d'EDF	Section 6.3
Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels d'EDF	Section 6.4
Comptes consolidés du groupe EDF	Section 6.1
Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés du groupe EDF	Section 6.2
Rapport de gestion	Section 8.5.2
Honoraires des Commissaires aux comptes	note 52 de l'annexe aux comptes consolidés

Glossaire

AIEA	Agence Internationale de l'Énergie Atomique, basée à Vienne (Autriche).
ANDRA	Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs. Etablissement public à caractère industriel et commercial créé suite à la loi du 30 décembre 1991, chargé de la gestion à long terme des déchets radioactifs.
ASN	Autorité de sûreté nucléaire. L'ASN assure, au nom de l'État, le contrôle de la sûreté nucléaire et de la radioprotection en France pour protéger les travailleurs, les patients, le public et l'environnement des risques liés à l'utilisation du nucléaire. Elle est chargée notamment du contrôle externe des installations nucléaires en France. L'ASN est une autorité administrative indépendante de plus de 300 personnes. L'ASN est représentée, à l'échelon national, par la Direction Générale de la Sûreté Nucléaire et de la Radioprotection (DGSNR).
Assemblage combustible	Le combustible nucléaire se présente sous la forme d'assemblages constitués d'un faisceau de 264 crayons, liés par une structure rigide constituée de tubes et de grilles. Chaque crayon est constitué d'un tube de zirconium étanche dans lequel sont empilées les pastilles d'oxyde d'uranium constituant le combustible. Les assemblages, chargés les uns à côté des autres dans la cuve du réacteur – il faut 205 assemblages pour un réacteur de 1 500 MW –, constituent le cœur du réacteur. En fonctionnement, ces assemblages sont traversés de bas en haut par l'eau primaire qui s'échauffe à leur contact et emporte cette énergie vers les générateurs de vapeur.
Becquerel (Bq)	Unité légale de mesure internationale utilisée en radioactivité. Le becquerel (Bq) est égal à une désintégration par seconde. Cette unité représente une activité tellement faible que l'on emploie ses multiples : le MBq (méga becquerel ou million de becquerels) et le GBq (giga becquerel ou milliard de becquerels).
Cogénération	Technique de production combinée d'électricité et de chaleur. L'avantage de la cogénération est de récupérer la chaleur dégagée par la combustion alors que, dans le cas de la production électrique classique, cette chaleur est perdue. Ce procédé permet ainsi, à partir d'une même installation, de répondre aux attentes des industriels et collectivités territoriales qui ont besoin à la fois de chaleur (eau chaude ou vapeur) et d'électricité. Ce système améliore l'efficacité énergétique du processus de production et permet d'utiliser en moyenne 20 % de combustible en moins.
Comptage	Système permettant l'enregistrement, en un point donné de connexion au réseau, des volumes de l'électricité transportée ou distribuée (puissance, fréquence, énergie active et réactive).
Congestion	Situation dans laquelle une interconnexion reliant des réseaux de transport nationaux ne peut pas accueillir tous les flux physiques résultant d'échanges internationaux demandés par les opérateurs du marché, en raison d'un manque de capacité de l'interconnexion ou des réseaux nationaux de transport en cause.
CRE	Commission de régulation de l'énergie. Mise en place le 30 mars 2000, son but est de veiller au bon fonctionnement du marché de l'électricité et du gaz. La CRE, autorité administrative indépendante, est un organe de régulation pour l'ouverture du marché de l'énergie. Elle s'assure que tous les producteurs et clients éligibles disposent d'un accès non discriminatoire au réseau. Dans le cadre de ses prérogatives, elle surveille, autorise, règle les différends et, le cas échéant, sanctionne. Pour une description détaillée de ses compétences, voir section 1.5.3.2 (« Législation française : Code de l'énergie »).
Cycle Combiné à Gaz	Technologie la plus récente de production d'électricité dans une centrale thermique fonctionnant au gaz naturel. Un cycle combiné est constitué d'une ou plusieurs turbines à combustion (TAC) et d'une turbine à vapeur, ce qui permet d'en améliorer le rendement. Le gaz de synthèse est envoyé dans la turbine à combustion qui génère de l'électricité et des gaz d'échappements très chauds (fumées). La chaleur des fumées est récupérée par une chaudière qui produit ainsi de la vapeur. Une partie de la vapeur est alors récupérée par la turbine à vapeur pour produire de l'électricité.
Cycle du combustible	Le cycle du combustible nucléaire regroupe l'ensemble des opérations industrielles menées en France et à l'étranger qui permettent de livrer le combustible pour produire de l'énergie en réacteur, puis d'assurer son évacuation et son traitement. Le cycle se décompose en trois étapes : <ul style="list-style-type: none"> ■ l'amont du cycle : le traitement des concentrés issus du minerai d'uranium, la conversion, l'enrichissement et la fabrication du combustible (plus de deux ans) ; ■ le cœur du cycle, qui correspond à l'utilisation en réacteur : réception, chargement, exploitation et déchargement (trois à cinq ans) ; ■ l'aval du cycle : l'entreposage en piscine, le retraitement des combustibles usés pour réutilisation en réacteurs des matières valorisables, la vitrification des déchets de haute activité, puis l'entreposage des déchets avant stockage.
Déchets	Aujourd'hui, la production de 1 MWh d'électricité d'origine nucléaire (équivalent à la consommation mensuelle de deux ménages) génère environ 11 grammes de déchets, toutes catégories confondues. <p>Les déchets à vie courte représentent plus de 90 % de la quantité totale, mais ils ne contiennent que 0,1 % de la radioactivité des déchets. En fonction de leur niveau de radioactivité, ils sont ainsi séparés en deux sous-catégories : les déchets de Très Faible Activité (TFA) et les déchets de Faible Activité (FA).</p> <p>Les déchets de Moyenne et Haute Activité à Vie longue (MAVL et HAVL) sont produits en faible quantité, moins de 10 % de la quantité totale, mais ils contiennent la quasi-totalité de la radioactivité des déchets (99,9 %).</p>
Disponibilité d'une centrale	Fraction de la puissance disponible sur la puissance théorique maximale en ne tenant compte que des indisponibilités techniques. Le coefficient de disponibilité (Kd) se définit comme le ratio entre la capacité de production réelle annuelle (ou productible annuel) et la capacité de production théorique maximale (= puissance installée × 8 760 heures). Le Kd, qui ne prend en compte que les indisponibilités techniques, à savoir les arrêts programmés, les indisponibilités fortuites et les périodes d'essais, caractérise la performance industrielle d'une centrale.
Effacement	Réduction volontaire par un client de sa puissance électrique en échange d'une rémunération. Il est dit « diffus » lorsqu'il résulte de l'agrégation de petits sites de consommation.

ELD	Entreprise Locale de Distribution. Les ELD commercialisent et acheminent l'énergie électrique auprès des clients finals situés sur leur zone de desserte exclusive.
Énergies renouvelables	Énergies dont la production n'entraîne pas l'extinction de la ressource initiale. Elles comprennent l'énergie hydraulique, l'énergie éolienne, l'énergie solaire, l'énergie produite par les vagues et les courants marins, la géothermie (c'est-à-dire l'énergie tirée de la chaleur issue du magma terrestre) et la biomasse (c'est-à-dire l'énergie tirée de la matière vivante, en particulier du bois et des résidus végétaux). On y ajoute souvent l'énergie issue de l'incinération des déchets ménagers ou industriels.
Enrichissement	Procédé par lequel on accroît la teneur en matière fissile d'un élément. Ainsi, l'uranium est constitué, à l'état naturel, de 0,7 % d'uranium 235 (fissile) et à 99,3 % d'uranium 238 (non fissile). Pour le rendre efficacement utilisable dans un réacteur à eau pressurisée, il est enrichi en uranium 235, dont la proportion est portée à environ 4 %.
Entreposage	L'entreposage constitue une étape intermédiaire du processus de gestion des déchets nucléaires. Il consiste à placer les colis de déchets dans une installation assurant, pendant une période donnée, leur isolement de l'homme et de l'environnement, avec l'intention de les reprendre par la suite en vue d'un complément de gestion. Les entreposages sont conçus, construits et gérés par les producteurs de déchets (EDF, AREVA NC (ex-Cogema), CEA) à proximité des lieux de conditionnement des déchets.
EPR	Réacteur nucléaire européen à eau pressurisée (<i>European Pressurized water Reactor</i>). De la dernière génération actuellement en construction (dite « troisième génération »), il est né d'une collaboration franco-allemande et offre des évolutions sur les plans de la sûreté, de l'environnement et des performances techniques.
Fluoration (conversion)	Également appelée « conversion », la fluoration permet la purification des concentrés uranifères et leur transformation sous la forme d'hexafluorure d'uranium (UF ₆) autorisant son enrichissement avec les techniques actuelles.
Fourniture électrique	On distingue dans la demande électrique, quatre formes de consommation : <ul style="list-style-type: none"> ■ la fourniture électrique « de base » (ou « ruban »), qui est produite ou consommée de façon permanente toute l'année ; ■ la fourniture de « semi-base », dont la période de production et de consommation est concentrée sur l'hiver ; ■ la fourniture de « pointe », qui correspond à des périodes de production ou de consommation chargées de l'année ; ■ la fourniture « en dentelle », qui constitue un complément d'une fourniture de « ruban ».
Gaz à effet de serre (GES)	Gaz retenant une partie du rayonnement solaire dans l'atmosphère et dont l'augmentation des émissions dues aux activités humaines (émissions anthropiques) provoque une hausse de la température moyenne de la terre et joue un rôle important dans le changement climatique. Le protocole de Kyoto vise les sept principaux gaz à effet de serre suivants : le dioxyde de carbone (CO ₂), le méthane (CH ₄), le protoxyde d'azote (N ₂ O), les hydrocarbures fluorés (HFC), les hydrocarbures perfluorés (PFC) et l'hexafluorure de soufre (SF ₆), ainsi que le trifluorure d'azote (NF ₃) depuis 2013.
Gaz naturel liquéfié (GNL)	Gaz naturel mis en phase liquide par l'abaissement de sa température à -162 °C, ce qui permet de réduire son volume d'un facteur 600.
Homme-sievert	Unité exprimant la dose équivalente collective. Un homme-sievert est la dose collective résultant de l'exposition de 1 000 hommes à 1 mSv (millisievert).
Interconnexion	Ouvrage de transport d'électricité qui permet les échanges d'énergie entre des pays différents, en reliant le réseau de transport d'un pays à celui d'un pays limitrophe.
Mécanisme d'ajustement	Créé par RTE le 1 ^{er} avril 2003, le mécanisme d'ajustement lui permet de disposer de réserves de puissance mobilisables dès que se produit un déséquilibre entre l'offre et la demande.
MW – MWh	Le mégawattheure (MWh) est l'unité de l'énergie produite par une installation, énergie égale à la puissance de l'installation, exprimée en mégawatts (MW), multipliée par la durée de fonctionnement en heures. 1 MW = 1 000 kilowatts = 1 million de watts 1 MWh = 1 MW produit pendant 1 heure = 1 mégawattheure 1 GW = 1 000 MW = 1 milliard de watts 1 TW = 1 000 GW
MWh cumac	Le « MWh cumac » est l'unité de compte des certificats, qui correspond au cumul des économies d'énergie actualisées sur la durée de vie des opérations.
Palier	Dans le domaine nucléaire, le palier désigne l'ensemble des centrales nucléaires d'une même puissance électrique. EDF décline son modèle de réacteur REP selon trois paliers de puissance électrique : le palier 900 MW (34 tranches d'environ 900 MW chacune), le palier 1 300 MW (20 tranches) et le palier 1 450 MW (4 tranches).
Plutonium (Pu)	Élément de numéro atomique 94 (nombre de protons), dont aucun isotope (éléments dont les atomes possèdent le même nombre d'électrons et de protons – donc les mêmes propriétés chimiques –, mais un nombre différent de neutrons) n'existe dans la nature. Le plutonium 239, isotope fissile, est produit dans les réacteurs nucléaires à partir de l'uranium 238.
Productible hydraulique	Énergie maximale que les aménagements hydroélectriques pourraient produire à partir des apports dans les conditions normales d'hydraulicité. La production des aménagements hydroélectriques varie cependant, parfois sensiblement, d'une année à l'autre en fonction de l'hydraulicité (pluviométrie, enneigement). En année sèche, l'indice de productibilité peut ainsi s'écarter de 20 %, voire plus, de la normale.

Radioprotection	Dans une centrale, les sources de rayonnements ionisants ont des origines diverses : le combustible lui-même, les équipements activés par les flux neutroniques (particulièrement ceux qui sont proches du cœur, tels la cuve ou son couvercle), des particules issues de la corrosion du circuit primaire des réacteurs et véhiculées par le fluide primaire. Le niveau d'exposition d'une personne est quantifié par l'équivalent de dose exprimé en sieverts (Sv). La somme des équivalents de dose, appelée « dosimétrie collective » et exprimée en hommes-sieverts, est utilisée comme indicateur du niveau de dose reçu par l'ensemble des intervenants. La mobilisation des acteurs de terrain a permis une amélioration continue des performances en matière de protection des personnels contre les effets des rayonnements ionisants.
Réseau de distribution	En aval du réseau de transport, les réseaux de distribution, à moyenne et basse tension, desservent les clients finals (particuliers, collectivités, PME, PMI).
Réseau de transport	Réseau assurant le transit de l'énergie électrique à Haute et Très Haute Tension des lieux de production jusqu'aux réseaux de distribution ou des sites industriels qui lui sont directement raccordés ; il comprend le réseau de grand transport et d'interconnexion (400 000 volts et 225 000 volts) et les réseaux régionaux de répartition (225 000 volts, 150 000 volts, 90 000 volts et 63 000 volts).
Responsable d'équilibre	Entreprise avec laquelle RTE passe un contrat pour le financement des écarts entre le prévu et le réalisé dans les consommations et les productions d'un portefeuille d'utilisateurs mutualisés par le responsable d'équilibre, qui exerce ici un rôle d'assureur en jouant sur l'effet de foisonnement des écarts à la hausse et à la baisse.
Retraitement	Traitement du combustible usé issu d'un réacteur de manière à isoler les matières recyclables (uranium et plutonium) des déchets ultimes.
Services systèmes	Les services systèmes sont des services fournis aux utilisateurs (consommateurs ou producteurs d'électricité) par l'action conjointe du gestionnaire du réseau de transport de l'électricité RTE et des producteurs. Ils sont destinés à régler la fréquence et la tension afin de maintenir à chaque instant l'équilibre entre la production et la consommation électriques. Ils sont constitués par RTE à partir de contributions élémentaires des producteurs, c'est-à-dire la mise à disposition de RTE de réserves primaire et secondaire. RTE rémunère les producteurs pour ces services auxiliaires avant de refacturer ces services via le tarif d'utilisation du réseau, en accord avec les règles fixées par l'UCTE (<i>Union for the Coordination of Transmission of Electricity</i>).
STEP	Station de Transfert d'Énergie par Pompage. Centrale disposant de deux réservoirs, un supérieur et un inférieur, reliés par des pompes qui permettent de remonter l'eau une fois turbinée et située dans le réservoir inférieur, vers le réservoir supérieur.
Stockage	Le stockage consiste à placer les colis de déchets radioactifs dans une installation assurant leur gestion à long terme, c'est-à-dire dans des conditions propres à assurer la sûreté et à maîtriser les risques dans la durée.
Sûreté nucléaire	La sûreté nucléaire regroupe l'ensemble des dispositions techniques, organisationnelles et humaines qui sont destinées à prévenir les risques d'accidents et à en limiter les effets, et qui sont mises en œuvre à toutes les étapes de la vie d'une centrale nucléaire, de la conception à l'exploitation et jusqu'à la déconstruction.
Thermie (th)	1 th équivaut à 1 163 kilowattheure ou 4,186 millions de joules.
Tranche nucléaire	Unité de production électrique comportant une chaudière nucléaire et un groupe turbo-alternateur. Une tranche nucléaire se caractérise essentiellement par son type de réacteur et la puissance de son groupe turbo-alternateur. Les centrales nucléaires EDF comprennent deux ou quatre tranches, plus rarement six.
Uranium	L'uranium se présente à l'état naturel sous la forme d'un mélange comportant trois principaux isotopes (éléments dont les atomes possèdent le même nombre d'électrons et de protons – donc les mêmes propriétés chimiques –, mais un nombre différent de neutrons) : <ul style="list-style-type: none"> ■ uranium 238, fertile, dans la proportion de 99,3 % ; ■ uranium 235, fissile, dans la proportion de 0,7 % ; ■ uranium 234. L'uranium 235 est le seul isotope fissile naturel, une qualité qui explique son utilisation comme source d'énergie.
Uranium enrichi	Uranium dont la teneur en isotope 235, le seul fissile, a été portée de son faible niveau naturel (0,7 %) à environ 4 % pour un combustible destiné à un réacteur nucléaire à eau sous pression.
Uranium réenrichi	Pour être utilisé en réacteur, l'uranium issu du retraitement, même s'il contient plus d'uranium fissile qu'à l'état naturel, doit encore être enrichi. On parle alors d'uranium de retraitement enrichi.
Uranium de retraitement	L'Uranium de retraitement, uranium issu du retraitement des combustibles usés, se distingue de l'uranium naturel par sa teneur en uranium 235 légèrement supérieure, et par la présence d'autres isotopes de l'uranium. Il est recyclable, et des recharges d'assemblages combustibles réalisés à partir d'URT sont couramment utilisées en réacteurs.
Vitrification	Opération consistant à immobiliser dans la structure du verre, par mélange à haute température avec une pâte vitreuse, des solutions concentrées de produits hautement radioactifs.
Zones non interconnectées	Zones du territoire national qui ne sont pas reliées (par des lignes électriques) au réseau métropolitain continental (la Corse, les départements, régions et collectivités d'outre-mer).

Crédits photos : ©EDF – JULIEN KNAUB - Photo de couverture : droits réservés

Conception & réalisation  LABRADOR +33 (0)1 53 06 30 80

Relations investisseurs

Aymeric DUCROCQ
Directeur Investisseurs et Marchés
Email : edf-irteam@edf.fr

Sites internet

edf.fr
edf.fr/finance



EDF
22-30 avenue de Wagram
75382 Paris Cedex 08 - France
SA au capital de 1 463 719 402,00 euros
552 081 317 R.C.S. Paris
edf.fr