RCS : PARIS
Code greffe : 7501

Documents comptables

REGISTRE DU COMMERCE ET DES SOCIETES

Le greffier du tribunal de commerce de PARIS atteste l'exactitude des informations transmises ci-après

Nature du document : Documents comptables (B-C)

Numéro de gestion : 1955 B 08131
Numéro SIREN : 552 081 317
Nom ou dénomination : ELECTRICITE DE FRANCE

Ce dépôt a été enregistré le 05/06/2019 sous le numéro de dépôt 40399

DEPOT DES COMPTES ANNUELS

DATE DEPOT : 05-06-2019

N° DE DEPOT : 040399

N° GESTION : 1955B08131

N° SIREN : 552081317

DENOMINATION : ELECTRICITE DE FRANCE

ADRESSE : 22-30 AV DE WAGRAM 75008 PARIS

MILLESIME : 2018



Document de référence 2018
incluant le rapport financier annuel

SOMMAIRE

Chiffres clés 4

1. PRÉSENTATION DU GROUPE EDF 7

1.1 Histoire et évolution de la Société 8
1.2 Organisation du Groupe 10
1.3 Stratégie du Groupe 12
1.4 Description des activités du Groupe 18
1.5 Environnement législatif et réglementaire 85
1.6 Recherche et développement, brevets et licences 102
1.7 Propriétés immobilières 109

2. FACTEURS DE RISQUES ET CADRE DE MAÎTRISE 111

2.1 Risques auxquels le Groupe est exposé 112
2.2 La maîtrise des risques et des activités du Groupe 128
2.3 Facteurs de dépendance 136
2.4 Procédures judiciaires et arbitrages 138
2.5 Assurances 145

3. INFORMATIONS ENVIRONNEMENTALES ET SOCIÉTALES – RESSOURCES HUMAINES 149

3.1 Les engagements d'EDF en matière de développement durable 150
3.2 Les Objectifs de Responsabilité d'Entreprise d'EDF 158
3.3 Autres thématiques de la politique développement durable 180
3.4 Autres thématiques du domaine Ressources Humaines 195
3.5 Éthique, conformité, transparence fiscale 206
3.6 Mécénat 213
3.7 Notation extra-financière 214
3.8 Annexes et grilles de correspondances 215
3.9 Dispositif de reporting et éléments méthodologiques 223
3.10 Rapport de l'un des Commissaires aux comptes, désigné organisme tiers indépendant 233

4. GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE 237

4.1 Code de gouvernement d'entreprise 238
4.2 Composition et fonctionnement du Conseil d'administration 240
4.3 Organes créés par la Direction Générale 269
4.4 Conflits d'intérêts, absence de condamnation des membres des organes d'administration et de Direction Générale, contrats de service 271
4.5 Participation des administrateurs dans le capital et opérations réalisées sur les titres EDF par les mandataires sociaux et les dirigeants 272
4.6 Rémunération et avantages 273
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 276

5. PERFORMANCES DU GROUPE EN 2018 ET PERSPECTIVES 277

5.1 Examen de la situation financière et du résultat 278
5.2 Événements postérieurs à la clôture 310
5.3 Évolution des prix de marché en janvier et février 2019 311
5.4 Perspectives 312

6. ÉTATS FINANCIERS 313

6.1 Comptes consolidés 314
6.2 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés 430
6.3 Comptes sociaux 433
6.4 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels 490
6.5 Tableau des résultats des cinq derniers exercices 493
6.6 Politique de distribution de dividendes 494
6.7 Changement significatif de la situation financière ou commerciale 495
6.8 Informations relatives à l'allocation des fonds levés dans le cadre des obligations vertes (Green Bonds) émises par EDF 495

7. INFORMATIONS GÉNÉRALES CONCERNANT LA SOCIÉTÉ ET SON CAPITAL 501

7.1 Informations générales concernant la Société 502
7.2 Actes constitutifs et statuts 502
7.3 Informations relatives au capital et à l'actionnariat 505
7.4 Marché des titres de la Société 511
7.5 Opérations avec des apparentés 512
7.6 Contrats importants 515

8. INFORMATIONS COMPLÉMENTAIRES 517

8.1 Personne responsable du document de référence et attestation 518
8.2 Responsables du contrôle des comptes - Commissaires aux comptes 519
8.3 Documents accessibles au public - LEI 519
8.4 Calendrier de communication financière 519
8.5 Tables de concordance 520
Glossaire 528

DOCUMENT DE RÉFÉRENCE 2018

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

39,8
millions de sites clients

584,0 TWh
d'électricité produite dans le monde

90 %
de production sans CO_2

Acteur majeur de la transition énergétique, le groupe EDF est un énergéticien intégré, présent sur l'ensemble des métiers : la production, le transport, la distribution, le négoce, la vente d'énergies et les services énergétiques. Leader des énergies bas carbone dans le monde, le Groupe a développé un mix de production diversifié qui repose sur les énergies nucléaire, thermique, hydraulique et autres renouvelables.

DEVENONS L'ÉNERGIE QUI CHANGE TOUT.

Le présent document de référence a été déposé auprès de l'Autorité des Marchés Financiers (l'AMF) le 15 mars 2019, 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 2017 (établis selon les normes comptables internationales) et le rapport des contrôleurs légaux y afférent, figurant respectivement au chapitre 6, sections 6.1 (pages 296 à 408) et 6.2 (pages 409 à 412) du document de référence 2017 du groupe EDF ;
- 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 ;
- l'examen de la situation financière et du résultat du groupe EDF pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, figurant au chapitre 5 (pages 260 à 291) du document de référence 2017 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 ;

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).

2018
CHIFFRES CLÉS

34,7
millions de sites clients électricité

5,1
millions de sites clients gaz

9,2 GW
Capacité nette installée éolienne et solaire

68,8 TWh
Production d'électricité renouvelable Groupe y compris hydraulique

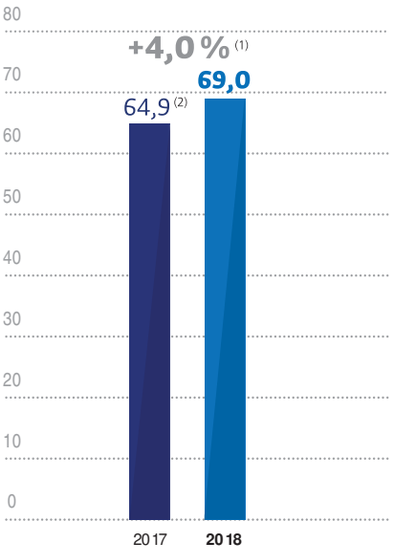
457,8 TWh
Production nucléaire Groupe

13 Mds€
Carnet de commandes Framatome

100%
Réalisation du plan de cessions Groupe à fin 2018

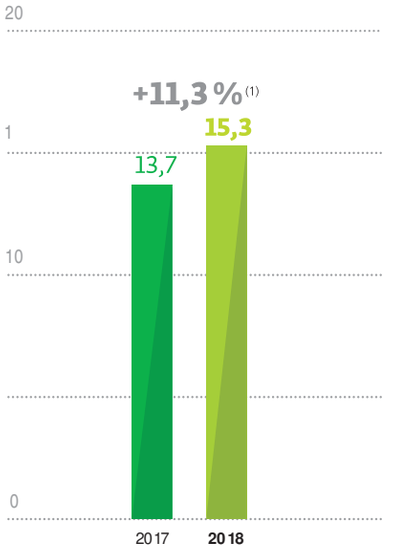
1,1 Md€
Cash-flow hors Linky, Nouveaux développements et plan de cession d'actifs Groupe

Chiffre d'affaires
En Mds€



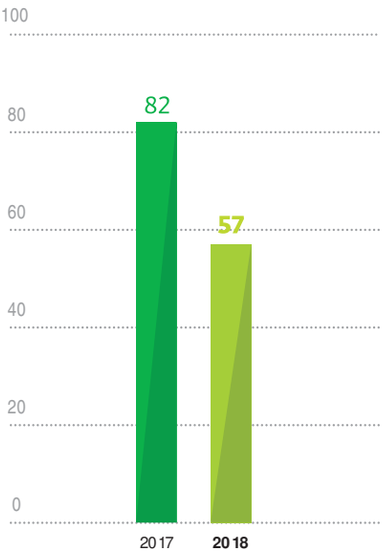
(1) Variation organique à périmètre et change comparables.
(2) Donnée 2017 retraitée de l'impact IFRS 15.

EBITDA
En Mds€

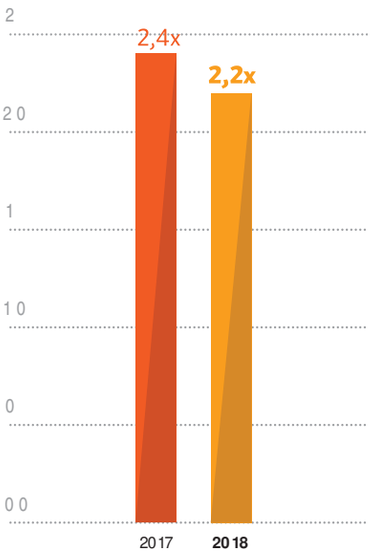


(1) Variation organique à périmètre et change comparables.

Émission de CO_2 du Groupe
En g/KWh

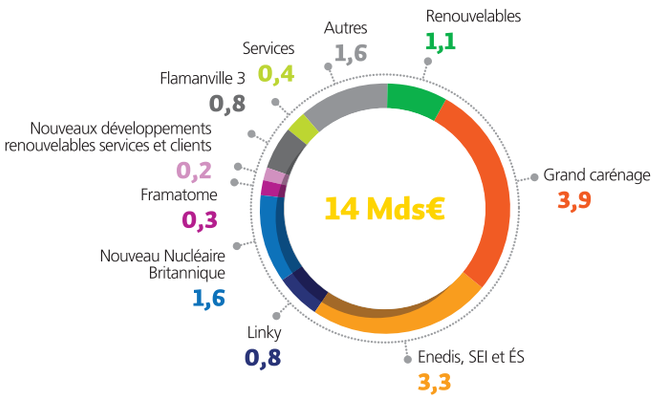


Ratio d'endettement financier net/EBITDA



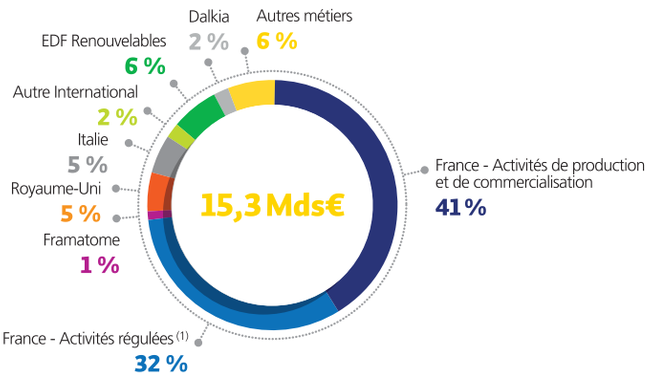
Investissements nets hors plan de cessions Groupe

En Mds€



Répartition de l'EBITDA

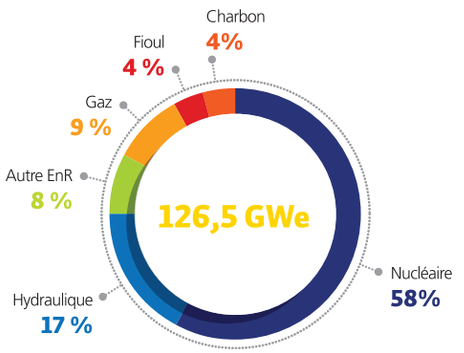
En Mds€



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

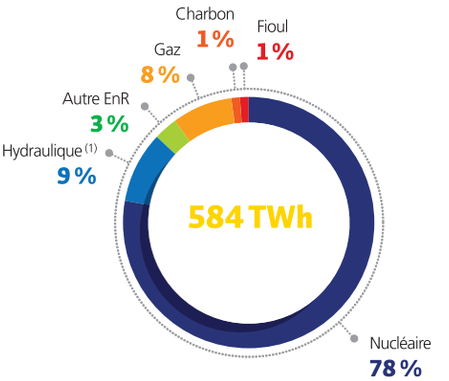
Capacité installée

En GWe



Production d'électricité

En TWh



(1) Production hydraulique pompage compris.

N.B. : les valeurs correspondent à l'expression à la première décimale ou à l'entier le plus proche de la somme des valeurs précises, compte tenu des arrondis.

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.



1. PRÉSENTATION DU GROUPE EDF

1.1 HISTOIRE ET ÉVOLUTION DE LA SOCIÉTÉ 8

1.2 ORGANISATION DU GROUPE 10
1.2.1 Organigramme du Groupe 10
1.2.2 Relations contractuelles intragroupe 12

1.3 STRATÉGIE DU GROUPE 12
1.3.1 Environnement et enjeux stratégiques 12
1.3.2 Priorités de la stratégie CAP 2030 14
1.3.3 Politique d'investissement 17

1.4 DESCRIPTION DES ACTIVITÉS DU GROUPE 18
1.4.1 Activités de production d'électricité 18
1.4.2 Activités de commercialisation en France 46
1.4.3 Activités d'optimisation pour EDF en France 50
1.4.4 Activités régulées, de transport et de distribution en France 51
1.4.5 Activités du Groupe à l'international 59
1.4.6 Services énergétiques et autres activités 78

1.5 ENVIRONNEMENT LÉGISLATIF ET RÉGLEMENTAIRE 85
1.5.1 EDF entreprise publique 85
1.5.2 Service public en France 85
1.5.3 Législation relative au marché de l'électricité 86
1.5.4 Législation relative au marché du gaz 92
1.5.5 Les concessions de distribution publique d'électricité en France 93
1.5.6 Réglementations applicables en matière d'environnement, de nucléaire, de santé, d'hygiène et de sécurité en France 93
1.5.7 Réglementation relative aux marchés de gros de l'énergie 101

1.6 RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT, BREVETS ET LICENCES 102
1.6.1 Organisation de la R&D et chiffres clés 102
1.6.2 Les priorités de la R&D 104
1.6.3 L'international et les partenariats 107
1.6.4 Politique de propriété intellectuelle 109

1.7 PROPRIÉTÉS IMMOBILIÈRES 109
1.7.1 Actifs immobiliers tertiaires - EDF et Enedis en France 109
1.7.2 Participation des employeurs à l'effort de construction 109
1.7.3 Prêts d'accession à la propriété 109

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 Électriques 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 Renouvelables (anciennement EDF Énergies Nouvelles), détenue à 50 % par le groupe EDF, est introduite en Bourse.

Depuis le 1er 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 Renouvelables 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 Renouvelables 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 Renouvelables.

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) RTE, gestionnaire du réseau de transport, géré en toute indépendance, au sens des dispositions du Code de l'énergie.

(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 [(1)] 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.

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 %.

Le 31 mars 2017, EDF a cédé une participation indirecte de 49,9 % du capital de RTE à la Caisse des Dépôts et CNP Assurances. En 2017, EDF a également cédé les actifs d'EDF Polska et 100 % d'EDF Démasz (Hongrie).

Achevant son plan de cession, EDF a finalisé, le 30 octobre 2018, la cession de sa participation au capital de Dunkerque LNG, société portant le terminal méthanier de Dunkerque, puis la cession d'un portefeuille de plus de 200 actifs à usage de bureaux et d'activité à Colony Capital le 28 novembre 2018.

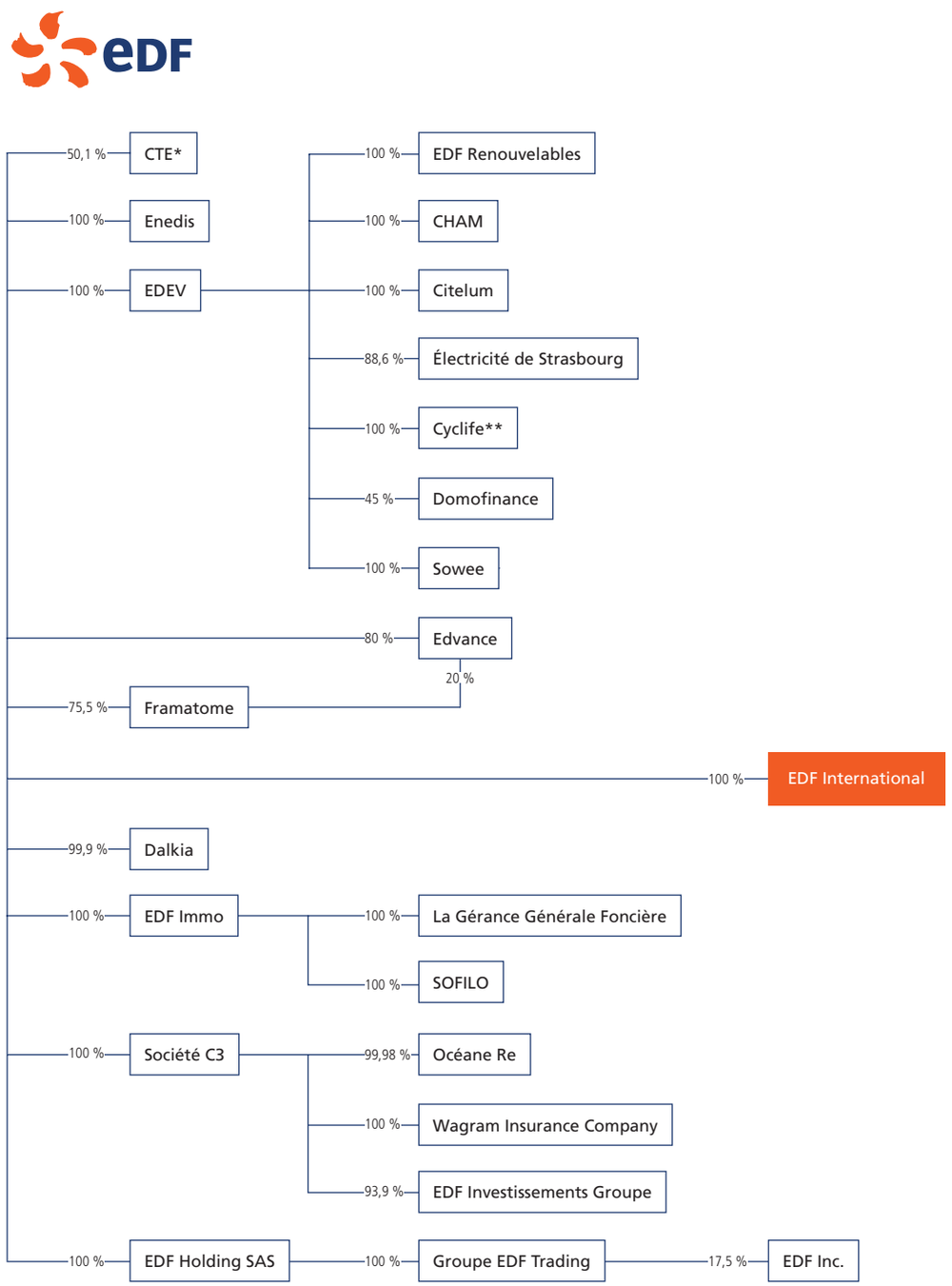
(1) Cette entité est appelée indifféremment « New NP » ou « New AREVA NP » ou Framatome dans le présent document de référence.

1.2 ORGANISATION DU GROUPE

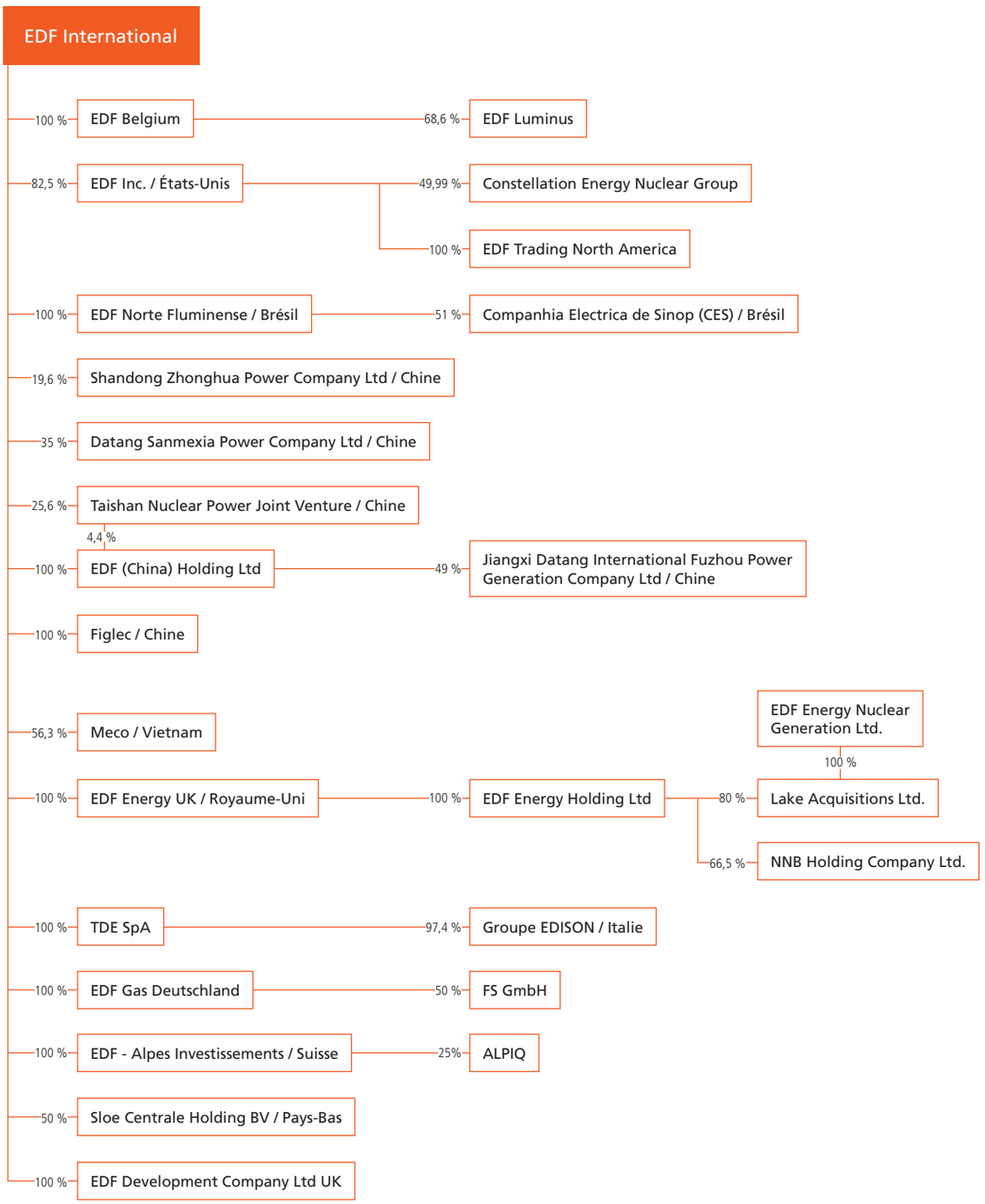
1.2.1 ORGANIGRAMME DU GROUPE

Un organigramme simplifié du Groupe au 31 décembre 2018 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 2018.



** Co-entreprise de Transport d'Électricité "CTE" (ex C25), société détenant les titres RTE.*
*** Holding notamment de SOCODEI.*


EDF International
100 %
EDF Belgium
68,6 %
EDF Luminus
82,5 %
EDF Inc. / États-Unis
49,99 %
Constellation Energy Nuclear Group
100 %
EDF Trading North America
100 %
EDF Norte Fluminense / Brésil
51 %
Companhia Electrica de Sinop (CES) / Brésil
19,6 %
Shandong Zhonghua Power Company Ltd / Chine
35 %
Datang Sanmexia Power Company Ltd / Chine
25,6 %
Taishan Nuclear Power Joint Venture / Chine
4,4 %
100 %
EDF (China) Holding Ltd
49 %
Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd / Chine
100 %
Figlec / Chine
56,3 %
Meco / Vietnam
EDF Energy Nuclear Generation Ltd.
100 %
100 %
EDF Energy UK / Royaume-Uni
100 %
EDF Energy Holding Ltd
80 %
Lake Acquisitions Ltd.
66,5 %
NNB Holding Company Ltd.
100 %
TDE SpA
97,4 %
Groupe EDISON / Italie
100 %
EDF Gas Deutschland
50 %
FS GmbH
100 %
EDF - Alpes Investissements / Suisse
25%
ALPIQ
50 %
Sloe Centrale Holding BV / Pays-Bas
100 %
EDF Development Company Ltd UK

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 7.5.5 du présent document de référence et la section 7.5.4 mentionne des conventions conclues avec Framatome qui n'entrent plus dans le champ de l'article L 225-38 susvisé.

Flux financiers entre EDF et ses filiales

Outre les flux financiers liés aux conventions de centralisation de trésorerie mentionnés ci-après, les flux financiers existant entre EDF et ses filiales sont également liés aux remontées de dividendes au sein du Groupe. EDF a reçu de ses filiales consolidées en 2018 un montant total de dividendes de 2 753 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.

EDF au travers de sa politique « Financement, trésorerie et maîtrise des risques financiers » de mai 2017 organise la relation de financement du groupe EDF avec ses filiales [1] sur les principes suivants :

- financements par dette et par fonds propres assurés par les entités internes de financement EDF et EDF Investissements Groupe (société située en Belgique) ;
- centralisation de la gestion du risque de taux et du risque de change.

Par ailleurs, les achats de combustibles nucléaires sont centralisés au sein d'EDF 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 [2]

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 [3] 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 à travers la diminution des émissions de gaz à effet de serre est entrée dans une phase décisive dans la perspective d'une limitation du réchauffement climatique à + 2 °C.

Les émissions de CO_2 à l'échelle mondiale étant essentiellement portées par l'énergie, l'atteinte de l'objectif climatique nécessite de réduire progressivement l'utilisation des combustibles fossiles comme sources d'énergie. Pour cela, les deux leviers majeurs à activer sont la baisse de la consommation d'énergie en développant des solutions d'efficacité énergétique et le basculement vers l'utilisation d'énergies décarbonées : énergies renouvelables – qu'elles soient thermiques (bois, biomasse) ou électriques (hydraulique, photovoltaïque ou éolienne) – et énergie nucléaire.

Ainsi, des usages aujourd'hui couverts par les énergies fossiles - l'électricité ne représentant aujourd'hui qu'environ 20 % de l'énergie consommée dans le monde - devront être remplacés par des solutions énergétiques décarbonées, en premier lieu électriques. Les solutions électriques chez les consommateurs étant très souvent synonymes d'efficacité énergétique, elles contribuent conjointement à cet objectif de diminution des consommations d'énergie et de sortie des énergies fossiles dans la mobilité, les bâtiments et l'industrie : pompes à chaleur en remplacement d'une chaudière fioul ou gaz, véhicule électrique en remplacement d'un véhicule thermique, etc.

Avec ses Paquets Énergie Climat et Énergie Propre, l'Union européenne s'est fixée des objectifs ambitieux pour les horizons 2020 et 2030.

Pour sa part, la France a donné la priorité à la lutte contre le changement climatique et a réaffirmé son ambition à travers son Plan Climat qui fixe un objectif ambitieux de neutralité carbone à l'horizon 2050.

À ce titre, la France – avec son parc électrique 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 renouvelables et nucléaire.

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 commodités (pétrole, gaz, charbon) sont très volatiles et devraient le rester malgré l'abondance des ressources de charbon et la croissance des gaz de schiste. Ils restent très sensibles aux tensions géopolitiques, aux variations de la croissance économique, aux aléas climatiques et techniques ;
- le prix du CO_2 dépend directement de la régulation mise en place. En Europe, le système de quotas d'émissions actuellement en place ne permet pas d'assurer un prix minimum du CO_2 ;
- le prix de marché de l'électricité dépend directement des facteurs précédents et pèse sur l'équilibre économique des moyens de production d'électricité ;
- lorsque les prix des commodités et du CO_2 sont bas, le prix de marché de l'électricité s'en ressent, d'autant plus que la demande d'électricité en Europe est atone. Ainsi par exemple, sur les 8 premiers mois de l'année 2018, la demande sur les 4 principaux marchés européens d'EDF a augmenté de 1 % par rapport à 2017. De plus, d'importantes capacités de production subventionnées sont raccordées aux réseaux du fait des politiques de transition énergétique, ce qui pèse également sur les prix ;
- depuis 2016, les prix des commodités ont augmenté, permettant au prix de marché de l'électricité en France pour l'année N+1 de dépasser le seuil de 50 €/MWh en 2018, pour la première fois depuis 2013 ;

(1) Framatome a été intégré en 2018 sur l'ensemble de ces aspects.
(2) Framatome a été intégré en 2018 à ces conventions.
(3) L'intégration de Framatome est en cours.

- cependant, aucun de ces paramètres n'est assuré de rester au niveau actuel comme l'atteste par exemple la forte variabilité des prix du permis européen d'émission de CO_2 qui ont fluctué entre 7 et 25 €/t au cours de l'année 2018.

À la différence de l'Europe, la consommation d'électricité est en forte croissance dans les pays émergents, notamment en Asie, ce qui profite aux électriciens de ces zones avec des prévisions [1] de l'ordre de + 200 TWh par an en Chine entre 2017 et 2040 (+ 2,3 % par an en moyenne) et + 51 TWh par an en Afrique (+ 3,9 % par an), contre + 9 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 renouvelables et nucléaire. Ainsi, le Royaume-Uni, qui doit engager un renouvellement important de ses moyens de production d'électricité, a établi un *Climate Change Act* et 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. Cette capacité est 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 [2] ou en Belgique.

L'accord trouvé à Paris lors de la 21ème 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. 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 première PPE portait sur les périodes 2016-2018 et 2019-2023.

En 2017 et 2018, la nouvelle PPE des périodes 2019-2023 et 2024-2028 a été élaborée en associant plusieurs acteurs. À cette occasion, le gouvernement s'est engagé plus avant dans la Stratégie Nationale Bas Carbone en adoptant l'objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050. D'octobre 2017 à janvier 2018, 24 ateliers de travail ont été organisés par l'administration pour l'élaboration de la révision de la PPE. De mars à juin 2018, un débat public a été organisé par la Commission nationale du débat public. Le gouvernement a ensuite présenté les grands axes du projet de PPE le 27 novembre 2018 et le projet complet le 25 janvier 2019. Ce texte réaffirme que les objectifs énergétiques français portent sur la réduction des consommations d'énergie, en priorisant la baisse de consommation des énergies les plus carbonées, et sur le remplacement d'énergies carbonées par des énergies décarbonées. Il précise que l'électricité est un levier de décarbonation de nombreux usages. Il fixe notamment des objectifs de :

- diminution des émissions de gaz à effet de serre à 277 Mt CO_2 en 2023 et 227 Mt CO_2 en 2028 ;
- baisse de 20 % de la consommation primaire d'énergies fossiles en 2023 et de 35 % en 2028 par rapport à 2012 ;
- développement des énergies renouvelables (consommation de chaleur renouvelable de 196 TWh en 2023 et une fourchette de 218 à 247 TWh en 2028 ; capacité installée d'énergie renouvelable électrique en France de 74 GW en 2023 et une fourchette de 102 à 113 GW en 2028) ;
- développement du véhicule électrique (1,2 million de voitures particulières électriques en circulation en 2023) ;
- arrêt de la vente de véhicules neufs émettant des gaz à effet de serre en 2040 ;
- 500 000 rénovations performantes de logements chaque année.

Il fixe à l'horizon 2035 l'atteinte d'une part de 50 % d'électricité nucléaire dans le mix électrique français, *via* la fermeture de 14 réacteurs d'ici 2035, dont les deux réacteurs de Fessenheim et 2 à 4 autres réacteurs fermés d'ici 2028 : deux réacteurs fermeront dans la deuxième période de la PPE, en 2027 et en 2028, sous réserve du respect du critère de sécurité d'approvisionnement ; par ailleurs, si certaines conditions relatives au prix de l'électricité et à l'évolution du marché de l'électricité à l'échelle européenne sont remplies, deux réacteurs additionnels pourraient fermer à l'horizon 2025-2026, sur la base d'une décision à prendre en 2023. Le texte prévoit également l'arrêt d'ici 2022 des centrales de production électrique fonctionnant exclusivement au charbon.

Pour le long terme, le projet de PPE indique qu'il est nécessaire de préserver une capacité de construction de nouveaux réacteurs nucléaires appuyés sur une technologie et des capacités industrielles nationales. Le gouvernement conduira avec la filière nucléaire d'ici mi-2021 un programme de travail portant notamment sur la capacité industrielle, un programme de dérisquage du nouveau modèle de réacteur EPR 2 proposé par EDF, l'expertise des coûts de ce réacteur, l'analyse des options de financement d'un programme de nouveaux réacteurs pour le système électrique français et les actions nécessaires en vue de la validation par la Commission européenne du dispositif de financement et de portage du programme.

En outre, le gouvernement proposera les modalités d'une nouvelle régulation du parc nucléaire existant qui permette de garantir la protection des consommateurs contre les hausses de prix de marché allant au-delà de 2025 tout en donnant la capacité financière à EDF d'assurer la pérennité économique de l'outil de production pour répondre aux besoins de la PPE dans les scénarios de prix bas. Cette perspective ainsi que la trajectoire d'évolution du parc nucléaire confirment la pertinence du grand carénage du parc nucléaire (hors Fessenheim) engagé par EDF.

Le projet de PPE sera soumis à la concertation au 1er semestre 2019 et le décret devrait être publié courant 2019.

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 compte tenu de ces perspectives, les électriciens européens ont réduit leurs investissements dans leurs activités traditionnelles 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, le stockage et les services.

Ainsi, le groupe EDF a-t-il fixé ses axes stratégiques CAP 2030 en réponse à ce contexte et à l'impératif de contribuer au scénario limitant le réchauffement à + 2 °C (voir la section 1.3.2 « Priorités de la stratégie CAP 2030 »). Le groupe EDF a vocation à rester le champion de la production très bas carbone en adaptant progressivement son mix de production aux enjeux de la transition énergétique. La stratégie de décarbonation du Groupe est détaillée au chapitre 3 de ce document.

EDF investit dans les technologies innovantes et dans le stockage d'électricité permettant d'accompagner la transition énergétique. EDF a ainsi annoncé des plans de développement du photovoltaïque, de la mobilité électrique et du stockage d'électricité.

EDF s'appuie sur les atouts précieux que constituent son portefeuille clients et son ancrage territorial pour assurer le succès de la mise en œuvre de la transition énergétique.

L'ensemble de ces activités permet de positionner le groupe EDF comme leader de la transition énergétique. En effet :

- l'avantage compétitif du parc nucléaire existant, le leadership dans l'hydraulique et dans le développement des autres énergies renouvelables (éolien, solaire), les investissements dans des technologies innovantes, par exemple dans le domaine du stockage, permettent de répondre dans la durée, de manière complémentaire, au défi d'un mix énergétique comportant de plus en plus d'énergies renouvelables, disponible à tout instant au meilleur coût ;
- les investissements dans les réseaux électriques sont indispensables au développement des énergies renouvelables et à la décarbonation des usages ;
- le portefeuille clients et l'ancrage territorial sont des atouts précieux pour la mise en œuvre effective des usages décarbonés de l'énergie et des solutions d'efficacité énergétique.

(1) Sources : AIE, World Energy Outlook, novembre 2018 et Eurostat pour la France, le Royaume-Uni, l'Italie et la Belgique.
(2) Voir section 1.4.5.1.1 « Royaume-Uni – Stratégie ».

Porteur d'enjeux industriels forts, EDF assure depuis sa création des missions de service public et d'intérêt général qui le conduisent, en tant qu'acteur responsable, à intégrer dans ses décisions stratégiques les dimensions industrielles, sociales et territoriales dans la durée en complément de la performance économique, en intégrant notamment la solidarité, la lutte contre la précarité énergétique, le respect de la personne, la responsabilité et l'éthique dans la conduite des affaires.

Ainsi, face à un contexte de marché incertain, 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 :

- proximité avec les clients et les territoires ;
- production bas carbone, avec un rééquilibrage du mix entre énergies nucléaire et renouvelable ;
- développement international.

Plusieurs chantiers stratégiques ont été conduits depuis 2015, concrétisant chacune de ces trois priorités stratégiques.

L'atteinte de cette ambition repose également sur un programme de transformation axé sur la simplification, l'innovation et le numérique, la responsabilisation et la performance, l'ambition humaine et les compétences.

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 « Les engagements d'EDF en matière de développement durable »). Notamment, mobilisé dans la lutte contre le réchauffement climatique avec une des productions les moins carbonées d'Europe, EDF a pris l'engagement en 2018 de réduire ses émissions directes de CO_2 de 40 % à échéance 2030 (avec un objectif de 30 millions de tonnes en 2030 au lieu de 51 millions de tonnes en 2017) et de s'inscrire dans l'objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050.

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 ambitionne de créer de nouvelles solutions compétitives décentralisées, de nouveaux services énergétiques bas carbone personnalisés et des réseaux intelligents, en s'appuyant sur 3 leviers.

Le développement de solutions d'efficacité énergétique et de nouveaux services numériques auprès de ses clients

EDF déploie et développe sa marque « EDF Solutions énergétiques », créée en 2017, pour mettre en avant sa gamme d'offres portées par ses filiales d'expertises (Dalkia, Citelum, IZIVIA, Edelia, Netseenergy, Fenice). Réseaux de chaleur bas carbone, éclairage intelligent, valorisation des déchets, mobilité électrique : la palette est complémentaire, innovante et répond aux nouveaux enjeux des territoires et des entreprises. À titre d'illustration, sur le plan local, grâce à la plateforme intelligente MUSE© de Citelum, l'agglomération « Dijon Métropole » va bénéficier d'une gestion centralisée de l'ensemble de ses équipements et services publics. En Belgique, le consortium mené par Citelum avec EDF Luminus, DIF et CFE a été désigné attributaire du Partenariat Public Privé d'éclairage intelligent des grands axes (auto)routiers wallons.

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 Sowee (filiale proposant des offres innovantes dans le domaine de la maison connectée et dont la gamme s'est enrichie en 2017 et 2018) 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.

L'accompagnement du développement des nouveaux usages performants de l'électricité en substitution d'énergies fossiles (mobilité électrique, autoconsommation, pompe à chaleur, habitat bas carbone, etc.)

Le groupe EDF ambitionne d'être l'acteur de référence de l'autoconsommation sur le marché français et s'engage fortement dans le développement de la mobilité électrique avec l'annonce le 10 octobre 2018 de son Plan Mobilité Électrique qui définit des objectifs concrets sur les quatre marchés européens du Groupe (France, Royaume-Uni, Italie et Belgique). Le stockage d'électricité est un domaine d'innovation clé pour la transition énergétique. Le Plan Stockage Électrique du Groupe, annoncé le 27 mars 2018, prévoit de développer 10 GW de nouveaux moyens de stockage dans le monde d'ici à 2035 (6 GW de stockage à grande échelle, 4 GW de stockage diffus), pour porter la capacité de stockage du Groupe à cet horizon à 15 GW.

La R&D et l'innovation

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*).

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 nouveaux modes de consommation, en utilisant des modes de relations plus numériques. Ces efforts contribuent au développement des projets du Groupe. Avec EDF Pulse Croissance, incubateur de projets internes et externes, EDF teste et explore de nouveaux domaines d'activités, créant de nouveaux leviers de croissance pour le Groupe et fournissant aux clients une nouvelle gamme d'offres et de services innovants.

Enfin, le déploiement des compteurs communicants Linky [(1)] le développement des énergies renouvelables et de la mobilité électrique, et l'émergence des métropoles actrices de leurs choix énergétiques locaux, 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 concessif français : service public, solidarité territoriale et optimisation nationale.

1.3.2.2 Production très bas carbone : nucléaire et énergies renouvelables

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 très compétitif.

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.

Consolidation de la base d'actifs

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 propose des solutions renforçant le productible hydraulique ;
- EDF investit pour obtenir l'autorisation de poursuivre l'exploitation, dans les meilleures conditions de sûreté, 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, EDF a engagé le programme du « Grand carénage » de poursuite d'exploitation du parc, sans préjuger des décisions d'autorisation qui seront données tranche par tranche par l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) après chaque visite décennale. Au Royaume-Uni, des investissements sont aussi

(1) Linky est un projet porté par Enedis, gestionnaire du réseau de distribution, géré en toute indépendance. 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.

réalisés pour prolonger l'exploitation de l'ensemble du parc nucléaire britannique. Enfin, le groupe EDF continue à investir dans la préparation à la déconstruction du parc nucléaire et à la gestion des déchets en France et au Royaume-Uni.

Développement des énergies renouvelables et du Nouveau Nucléaire

En parallèle, le groupe EDF poursuit activement son développement dans les énergies renouvelables (avec un objectif de multiplier par deux la puissance installée du parc ENR et hydraulique du Groupe de 28 GW en 2014 à 50 GW en 2030) et dans le Nouveau Nucléaire.

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 2018 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 Renouvelables »).

Concernant le Nouveau Nucléaire, les principaux enjeux concernent :

- la mise en service de Flamanville 3 et de Taishan en Chine (dont la 1ère tranche a été mise en service en décembre 2018) ;
- 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'intégration de Framatome, détenue à 75,5 % par EDF depuis le 31 décembre 2017 (voir section 1.1 « Histoire 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 ; en particulier, le programme de travail avec les pouvoirs publics français visant à aboutir à la décision du lancement éventuel d'un programme de construction de nouveaux réacteurs en France ;
- le développement de l'EPR à l'export (notamment en Inde).

Développement d'une offre hydrogène décarbonée

Enfin, EDF, actif sur l'hydrogène depuis 15 ans essentiellement avec sa R&D, s'organise pour développer à moyen terme une offre hydrogène décarbonée et compétitive, prioritairement à destination de clients industriels et de la mobilité lourde, secteurs difficiles à décarboner. Dans cet objectif, un accord de partenariat industriel ainsi qu'une entrée au capital a été conclu en 2018 avec la société McPhy, spécialiste des équipements de production (par électrolyse), stockage et distribution d'hydrogène (investissement de 16 millions d'euros par EDF Pulse Croissance).

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 :

- se positionner par une présence multimétiers industrielle et commerciale dans 3 pays/zones supplémentaires (parmi Amérique du Sud, Afrique de l'Ouest et Centrale, Moyen Orient, Inde) ;
- orienter ses choix d'investissements pour contribuer à la transition énergétique mondiale et développer commercialement de nouvelles activités ;
- augmenter très significativement d'ici 2030 son activité à l'international (hors Europe).

Ainsi, EDF déploie une approche ciblée au plan géographique et oriente ses choix d'investissements en privilégiant les projets de production bas carbone, notamment hydrauliques, éoliens et solaires, ainsi que les activités de services énergétiques et d'ingénierie. Elle développe les capacités de stockage et des projets de production gaz sont également développés dans les territoires où ils constituent un élément essentiel de leur transition énergétique et dans le respect de la trajectoire CO_2 du Groupe. Les *microgrids*, petits réseaux bien adaptés à fort contenu renouvelable pour les territoires isolés, sont également explorés notamment grâce au démonstrateur MASERA réalisé à Singapour.

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, comme l'illustrent de nombreux exemples concrets depuis 2016 (introduction du forfait-jours pour les cadres, dynamisation des parcours professionnels et promotion de la mobilité interne et des formations promotionnelles, rationalisation et simplification des politiques du Groupe, etc.) et d'autres exemples plus récents, comme la signature électronique des marchés et la simplification du *reporting* financier. En 2018, EDF a également signé un nouvel accord mondial de responsabilité sociétale (« accord RSE ») qui porte des avancées en faveur de la diversité et d'autres avancées sociétales au bénéfice des salariés du Groupe.

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 Pulse Croissance, 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 Pulse Croissance »).

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. Le groupe EDF a depuis plusieurs années porté l'enjeu de transformation numérique à un niveau stratégique et revu en profondeur organisation et formation internes.

Sur le champ de la donnée, le Groupe s'est doté d'une politique de gestion de la donnée et a mis en place une usine « *data analytics* » pour la production électrique nucléaire, thermique et renouvelable, avec la mise en commun de compétences, inaugurée en avril 2018.

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 ainsi la maîtrise de ses coûts pour les adapter à son environnement. L'approche est différenciée selon les périmètres considérés (fonctions transverses, entités opérationnelles, etc.) et plusieurs chantiers ont déjà produit des résultats sur le plan de la réduction des charges opérationnelles, de l'optimisation du besoin en fonds de roulement et de l'amélioration du pilotage (pilotage par le cash, communauté pilotage de projet, pilotage de la cybersécurité), avec l'ambition de renforcer la compétitivité des activités supports et de donner aux métiers des leviers de performance.

Enfin, « Parlons Énergies », démarche d'intelligence collective au service de la transformation, a été initiée au premier semestre pour mobiliser l'intelligence des salariés d'EDF dans la construction des perspectives à moyen et long terme du Groupe. Cette démarche dans le contexte de débat sur l'énergie en France sera poursuivie (voir section 3.2.5.5 « Écouter les salariés et parler d'énergie »).

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 « Les engagements d'EDF en matière de développement durable »). 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 CO_2 du Groupe dont le niveau actuel constitue déjà une performance remarquable au regard des grands pairs 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, les services pour les clients et les 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 maîtrise des coûts ;
- la transformation des modes de fonctionnement du Groupe et la mobilisation de tous.

Dans ce cadre, la mise en œuvre du plan de performance du Groupe annoncé le 22 avril 2016 est bien avancée à fin 2018 :

- réduction des charges opérationnelles [(1)] de 0,96 milliard d'euros de 2015 à 2018, avec un objectif d'économies de 2015 à 2019 de 1,1 Md€ ;
- plan de cession d'actifs d'environ 10 milliards d'euros entre 2015 et 2020, réalisé dès 2018 ;
- renforcement du bilan *via* une augmentation de capital pour un montant total de 4,0 milliards d'euros et *via* l'option de paiement en titres du dividende au titre des exercices 2015-2016-2017, retenue notamment par l'État (5 milliards d'euros cumulés).

Le Groupe poursuit son programme d'investissements conformément à sa stratégie CAP 2030 (voir la section 1.3.3 « Politique d'investissement »).

Par ailleurs, le Groupe continue de travailler sur ses modes de fonctionnement, au travers de son programme de transformation « responsabilisation, simplification, et innovation/numérique » :

- structuration de l'activité du Groupe 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, grâce à la création de nouveaux services en mode *start-up* appuyés par la Direction EDF Pulse Croissance et financés par EDF Pulse Croissance Holding (voir la section 1.4.6.1.3 « EDF Pulse Croissance »), au soutien à l'innovation participative avec plus de 30 lieux d'innovation dans tout le Groupe et au dispositif de prix EDF Pulse internes et externes ;
- déploiement d'une stratégie numérique : transformation culturelle avec la nouvelle saison du « projet Y » (30 jeunes participants), 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) À périmètre, taux de change et hypothèse de taux d'actualisation retraites constants. Hors variation des charges opérationnelles des activités de services.

1.3.3 POLITIQUE D'INVESTISSEMENT

1.3.3.1 Investissements en 2018

Le Groupe a poursuivi son programme d'investissements opérationnels bruts pour un montant de 16,2 milliards d'euros en 2018, contre 14,7 milliards d'euros en 2017. 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 plan de cessions ont été de 14,0 milliards d'euros en 2018.

- Ces derniers comprennent les nouveaux développements pour 3,1 milliards d'euros en 2018 (principalement Linky pour 0,8 milliard d'euros et le Nouveau Nucléaire britannique pour 1,6 milliard d'euros).
- Hors nouveaux développements, les investissements nets hors cessions stratégiques ont été de 10,9 milliards d'euros en 2018. Ils correspondent essentiellement aux investissements effectués dans la maintenance nucléaire pour 3,9 milliards d'euros, dans le projet Flamanville 3 pour 0,8 milliard d'euros, dans les Activités régulées France et insulaires (hors Linky) pour 3,3 milliards d'euros (raccordements, modernisation du réseau continental et insulaire), et enfin dans les énergies renouvelables (1,1 milliard d'euros) et les services (0,4 milliard d'euros).

Quant aux cessions d'actifs, elles ont représenté 1,9 milliards d'euros sur l'année 2018 et comprennent notamment la cession de la participation au capital du terminal méthanier de Dunkerque pour 1,5 milliard d'euros. Le plan de cession du Groupe, qui a atteint 10 milliards d'euros cumulés à fin 2018, est ainsi finalisé.

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 investissements respectifs de 10,9 milliards d'euros [(1)] et de 4,0 milliards d'euros [(2)] (voir les sections respectives 1.4.1.2.1 « Projet EPR de Flamanville 3 » et 1.4.4.2.4 « Enedis - Enjeux futurs ») ;
- de poursuivre ses investissements dans le Nouveau Nucléaire au Royaume-Uni afin de livrer le projet Hinkley Point C pour un coût à terminaison du projet de 19,6 milliards de livres sterling$_{2015}$ [(3)] pour 100 % du projet (voir la section 1.4.5.1.2.5 « Royaume-Uni - Division Nouveau Nucléaire »). Le Groupe poursuit également ses études sur le projet Sizewell ;
- de poursuivre son plan industriel « Grand carénage » dans le nucléaire en France pour un montant d'investissements d'environ 45 milliards d'euros$_{2013}$ sur la période 2014-2025 (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 solaires ; ainsi, le Groupe a annoncé le lancement le 11 décembre 2017 du Plan Solaire, dont le financement sera majoritairement assuré par le biais de partenariats ;
- de poursuivre la rotation des actifs d'Edison, engagée avec d'une part la cession de son siège social à Milan et la cession d'un portefeuille d'actifs gaziers en 2017, et d'autre part l'acquisition en 2018 du portefeuille de clients de Gas Natural (GNVI) et de la société de services Zephyro ;
- de développer 10 GW de nouveaux moyens de stockage électrique dans le monde d'ici à 2035, en plus des 5 GW déjà exploités par le Groupe, avec l'annonce le 27 mars 2018 du Plan Stockage Électrique. EDF renforce également sa capacité de Recherche et Développement et d'innovation dans le domaine afin d'accompagner le développement rapide des technologies de stockage ;
- de devenir l'énergéticien leader de la mobilité électrique propre dès 2022 sur quatre grands marchés européens (France, Royaume-Uni, Italie et Belgique) avec le lancement le 10 octobre 2018 du Plan Mobilité Électrique, qui repose sur un écosystème d'acteurs innovants au travers de partenariats stratégiques.

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 46.1.2.1 de l'annexe aux états financiers consolidés au 31 décembre 2018.

Enfin, dans le cadre de sa 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) Coût de construction de Flamanville 3 en euros 2015, hors intérêts intercalaires.

(2) Les coûts à terminaison du programme ont été revus à la baisse, de 4,5 à 4,0 milliards d'euros sur la période 2014-2021, après prise en compte des prix des derniers marchés de matériels (compteurs concentrateurs) et de prestation de pose signés.

(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.

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 [1], participation mise en équivalence), la distribution (activité portée par Enedis [2]), 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. Il est également présent dans la conception et la fabrication d'équipements et de combustibles pour les réacteurs nucléaires, ainsi que dans les services associés (activité portée par Framatome).

Avec une puissance installée nette de 126,5 GWe [3] dans le monde au 31 décembre 2018 pour une production mondiale de 584,0 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 CO_2 par kilowattheure produit [4] grâce à la part du nucléaire, de l'hydraulique et des autres énergies renouvelables dans son mix de production.

Le groupe EDF participe à la fourniture d'énergies et de services à 39,8 millions de sites client [5] dans le monde (dont 29,7 millions en France) dont :

- à 34,7 millions de clients [6] en électricité, dont 28,2 millions en France ;
- à 5,1 millions de clients [7] en gaz, dont 1,5 million 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.

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.

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] ;
- 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 utilisée 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) complétée par des Stations de Transfert d'Énergie par Pompage [9] 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 90 % sans émission de CO_2 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).

(1) RTE, gestionnaire du réseau de transport, géré en toute indépendance, au sens des dispositions du Code de l'énergie.
(2) Enedis est une filiale gérée en toute indépendance, au sens des dispositions du Code de l'énergie.
(3) Source : EDF. Chiffres calculés conformément aux règles de consolidation comptable.
(4) Source : comparaison basée sur les données publiées par ces dix groupes.
(5) Les clients sont décomptés fin 2018 par site ; un client peut avoir 2 points de livraison : un pour l'électricité et un autre pour le gaz.
(6) Le nombre de sites électricité à fin 2017 était de 35,9 millions, dont 29,4 en France (EDF en France continentale, hors ES).
(7) Le nombre de sites gaz à fin 2017 était de 4,7 millions, dont 1,5 en France (EDF en France continentale, hors ES).
(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) EDF exploite 5 GW de STEP en France et son ingénierie est référencée à hauteur de 30 GW à l'international (ex : Israël, Chili).

Composition et caractéristiques du parc installé

Parc d'EDF en France continentale

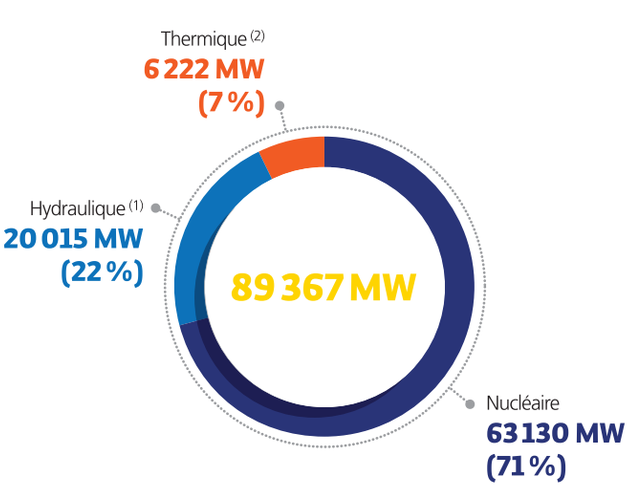
Avec une puissance installée totale de 89,4 GW en France continentale [(1)] au 31 décembre 2018, EDF dispose du parc de production le plus important d'Europe, représentant environ 8,4 % de la puissance installée totale des principaux pays d'Europe (soit les 35 zones membres d'ENTSO-E – *European Network Transmission System Operators for Electricity* –, qui comprend notamment l'Allemagne, l'Italie et l'Espagne [(2)]).

En 2018, la production du parc d'EDF en France continentale a été de 443,3 TWh nette de la consommation du pompage hydraulique, et de 450,6 TWh consommation du pompage hydraulique comprise.

Ce parc se compose principalement au 31 décembre 2018 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 33 ans (voir section 1.4.1.1 « Production nucléaire d'électricité en France ») ;
- 20 tranches thermiques en fonctionnement, ayant une moyenne d'âge d'environ 20 ans (voir section 1.4.1.4 « Production thermique en France continentale ») ;
- 433 centrales hydrauliques, ayant une moyenne d'âge de 74 ans [(3)] (voir section 1.4.1.5.1 « Production hydraulique en France ») ;
- et d'autres centrales hydrauliques détenues par des filiales du Groupe : groupe SHEMA (100 %) et CERGA (détenue à 50/50 avec l'énergéticien allemand EnBW) qui représentent un total d'environ 140 MW de capacité installée en 2018.

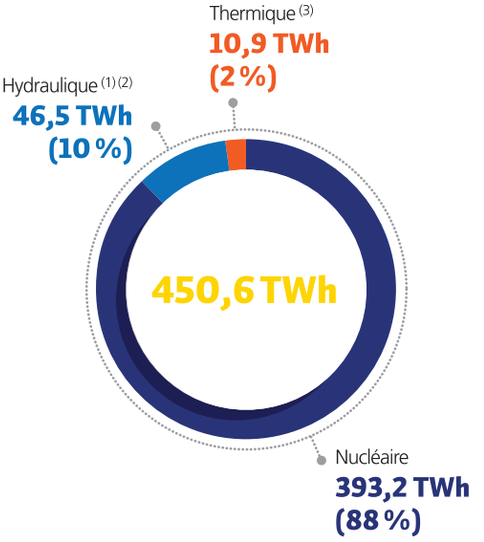
Capacité installée et production en France continentale - 2018



Capacité

Exprimé en mégawatts de puissance maximale couplée au réseau.

(1) Hors Corse et outre-mer, soit 437 MW en 2018. Hors capacités éoliennes de 12 MW et y compris capacités marémotrices de 240 MW.
(2) Hors Corse et outre-mer, soit en 1 621 MW en 2018.



Production

(1) Hors Corse et outre-mer, soit 1,7 TWh en 2018.
(2) Production pompage compris : la consommation d'électricité nécessaire au fonctionnement des STEP s'élève à 7,3 TWh en 2018, ce qui conduit à une production hydraulique nette de 39,2 TWh, et comprenant la production marémotrice de la rance 0,5 TWh.
(3) Hors Corse et outre-mer, soit 4,2 TWh en 2018.

Autres zones géographiques et filiales

A fin 2018, le Groupe dispose également d'une capacité installée de production électrique de 37,1 GW (pour une production d'électricité qui s'est établie en 2018 à 133,4 TWh) :

- via EDF Renouvelables (voir section 1.4.1.5.3 « EDF Renouvelables »), avec une capacité installée consolidée de 8 GW et une production d'environ 15 TWh ;
- via les Systèmes Energétiques Insulaires d'outre-mer avec une capacité installée de 2 GW et une production d'environ 6 TWh en 2018 (voir section 1.4.4.3 « Systèmes Energétiques Insulaires ») ;
- via EDF Energy au Royaume-Uni avec une capacité installée de 14 GW et 70 TWh produits en 2018 (voir section 1.4.5.1 « Royaume-Uni ») ;
- via Edison en Italie avec une capacité installée en électricité de 6 GW et près de 20 TWh produits en 2018 (voir section 1.4.5.2 « Italie ») ;
- dans le reste du monde avec une capacité installée consolidée de 4 GW et une production de 18 TWh (voir section 1.4.5.3 « Autre international ») ;
- via la contribution de Dalkia (voir section 1.4.6.1.1 « Dalkia »), hors production de chaleur, avec une capacité installée en électricité de 2 GW et une production électrique de 4 TWh en 2018.

(1) EDF hors Corse et outre-mer.
(2) Calcul fondé sur les statistiques d'ENTSO-E de 2017, les statistiques de l'année n'étant disponibles qu'au 30 avril de l'année suivante.
(3) 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 2018 constitue 88,7 % 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 37 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 30 ans ;
- le palier N4, le plus récent avec un âge moyen de 18 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 2018. Avec un âge moyen d'environ 33 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 2018 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	Sans objet	Gravelines 6	1985	2018	VD4
Fessenheim 2	1978	2011	Sans objet	Cruas 3	1984	2014	VD4
Bugey 2	1979	2010	VD4	Cruas 4	1985	2016	VD4
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	2018	VD4
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	2018	VD4
Dampierre 2	1981	2012	VD4	Saint-Alban 2	1987	2018	VD4
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	2018	VD4
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	2018	VD4	Civaux 1	2002	2011	VD2
Gravelines 5	1985	2017	VD4	Civaux 2	2002	2012	VD2

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 12 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 dernier 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 et assument 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 2018, 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 393,2 TWh en 2018, un volume en hausse de 14,1 TWh par rapport à celui de 2017.

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 × 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 71,1 % en 2018, est légèrement en hausse par rapport à celui de 2017 (68,55 %). C'est la résultante d'un Kd de 76,5 %, en baisse par rapport à 2017 (77,1 %) et d'un Ku de 92,8 %, en hausse par rapport à celui de 2017 (88,92 %).

En 2018, les performances de production ont été affectées par des avaries exceptionnelles et des aléas dimensionnants (pour environ 12,5 TWh), par des prolongations d'arrêt plus importantes que prévues (pour environ 5 TWh) et par des contraintes environnementales (pour environ 2 TWh). Les prolongations d'arrêt observées en 2018 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. Les pertes de performance liées aux indisponibilités fortuites (taux de 3,7 % en 2018 contre 3,26 % en 2017) ont augmenté en 2018 du fait de quelques avaries exceptionnelles. Sans celles-ci, le taux d'indisponibilité fortuite aurait été de 3 %. 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 principaux aléas techniques qui ont impacté la production en 2018 sont :

- la poursuite et la finalisation des activités permettant de redémarrer le réacteur de Paluel 2 après 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. L'épreuve hydraulique du circuit primaire principal a été réalisée et réussie le 20 avril 2018 et l'ASN a autorisé officiellement la divergence du réacteur n° 2 de Paluel le 13 juillet 2018. Paluel 2 a été recouplée au réseau le 23 juillet 2018 ;

(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.

- 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. L'examen exhaustif des dossiers de fabrication des composants installés sur les réacteurs nucléaires en fonctionnement donne lieu à la rédaction d'un dossier de synthèse par réacteur qui est transmis à l'ASN, pour instruction au plus tard deux mois avant le redémarrage du réacteur suite à son arrêt programmé. Comme avant chaque redémarrage de réacteur, l'ASN se prononce ensuite sur son autorisation de redémarrer. Fin 2018, les notes de synthèse des 58 réacteurs en exploitation ont été transmises à l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) selon les échéances prévues et, à fin janvier 2019, 54 réacteurs ont obtenu le feu vert de l'ASN pour redémarrer confirmant l'aptitude au fonctionnement en toute sûreté des composants concernés.

Suite au traitement de ces irrégularités sur les pièces forgées, EDF, conformément à la décision de l'ASN n° 2017-DC0664 du 15 décembre 2017, a étendu la revue de qualité à la documentation aux dossiers concernant les pièces moulées provenant de l'usine Creusot Loire. Aucune des anomalies détectées lors de l'inspection des 504 dossiers de fabrication concernés, ne remet en cause l'intégrité des équipements et leur capacité à exercer leurs fonctions en toute sûreté. Un rapport de synthèse a été transmis à l'Autorité de sûreté nucléaire fin 2018.

Concernant le cas particulier du générateur de vapeur n° 3 de Fessenheim 2, pour lequel une irrégularité avait été constatée en 2016 dans le dossier de forgeage de la partie basse et pour lequel un dossier d'étude complet avait été transmis à l'ASN début juillet 2017 avec les résultats du programme d'essais complémentaires engagé à l'automne 2016, un Groupe Permanent s'est tenu le 27 février 2018 et a donné un avis favorable à la remise en exploitation du générateur de vapeur de Fessenheim 2 concerné. Le 12 mars 2018, l'ASN a ainsi 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 23 mars, le site de Fessenheim a reçu l'autorisation de divergence du réacteur N° 2. Celui-ci a été recouplé au réseau le 9 avril 2018 :

- l'analyse et le traitement de la dégradation des manchettes thermiques (pièce mécanique située sous le couvercle de la cuve des réacteurs) constatée fin 2017 sur le réacteur de Belleville 2. Après étude de la nocivité de la dégradation observée, un dossier de réparation a été élaboré et mis en œuvre sur Belleville 2 qui a ainsi pu redémarrer le 12 avril 2018 et des contrôles ont été opérés sur les autres réacteurs du Parc lors des arrêts de tranche programmés. Pour quelques réacteurs 1 300 MW les contrôles ont montré que les réparations étaient nécessaires sur les arrêts de tranche en cours, conduisant à des prolongations de ces arrêts. Au total sur l'année 2018, cela aura eu un impact cumulé d'environ 10 TWh. L'ensemble des réacteurs aura été contrôlé fin avril 2019 ;
- la réalisation anticipée du nettoyage préventif des Générateurs de Vapeur de Dampierre 4 pour lesquels des contrôles préventifs réalisés lors de l'arrêt de tranche programmé ont mis en évidence un colmatage plus important que prévu sur les plaques entretoises N° 5 des 3 Générateurs de Vapeur.

Par ailleurs, EDF a poursuivi sa démarche de structuration pour garantir la maîtrise de la conformité matérielle de ses installations nucléaires. EDF a ainsi présenté à l'ASN un plan d'actions permettant de prioriser et d'organiser le traitement des écarts de conformité en tenant compte des enjeux de sûreté. Sa mise en œuvre mobilise l'ensemble des CNPE et des unités d'ingénieries nationales.

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. Le programme « Grand carénage » a été mis en place afin que le Groupe soit en capacité d'intégrer, avec ses partenaires industriels, 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. Le montant total d'investissements autorisé s'établit au maximum à 55 milliards d'euros$_{2013}$ (soit 60 milliards d'euros courants) sur la période 2014-2025 pour les 58 réacteurs du parc en fonctionnement [(1)].

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).

Les travaux d'optimisation conduits depuis (réduction et reports), ont permis de réviser à la baisse l'enveloppe initiale du programme à environ 45 milliards d'euros$_{2013}$ (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. Il a également été tenu compte d'une date de fermeture de la centrale de Fessenheim avant sa quatrième visite décennale.

Dans cette logique industrielle, la réduction des coûts est d'environ 6 milliards d'euros$_{2013}$ (soit 7,5 milliards d'euros courants) et le report au-delà de 2025 d'environ 3,8 milliards d'euros$_{2013}$ (soit 4,7 milliards d'euros courants) soit un total de près de 10 milliards d'euros$_{2013}$ (ou 12 milliards d'euros courants) par rapport à l'estimation initiale.

La contribution des reports à cette révision globale a ainsi été légèrement révisée à la hausse par rapport à 2017. En effet, si des gains supplémentaires ont été identifiés concernant les visites décennales et le déploiement du retour d'expérience de Fukushima (pour un total de 6,2 milliards d'euros$_{2013}$ ou 7,2 milliards d'euros courants), les remplacements de générateurs de vapeur et de gros composants (pour un total de 4 milliards d'euros$_{2013}$ ou 4,6 milliards d'euros courants) et les autres projets d'ingénierie (pour un total de 1,8 milliard d'euros$_{2013}$ ou 2,1 milliards d'euros courants), ils ont été compensés par une augmentation de l'ordre de 2 milliards d'euros courants, à compter de 2019, des investissements de maintenance courante, essentiellement du fait d'une meilleure identification des dépenses de contrôles périodiques devant faire l'objet d'une comptabilisation en investissements.

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 les conséquences financières. 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, conséquence 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.

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.

(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'euros$_{2013}$. Au sein des 74,73 milliards d'euros$_{2013}$ de dépenses d'investissement entre 2014 et 2030, 55 milliards d'euros$_{2013}$ 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.

À fin 2018 :

- les stators d'alternateurs ont été rénovés sur 47 tranches, pour un total de 49 tranches à rénover ;
- le programme de remplacement préventif des pôles de transformateurs principaux se poursuit. 126 pôles de transformateurs principaux sur 174 ont été remplacés, soit 72 % 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 est 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, en cohérence avec la révision de la programmation pluriannuelle de l'énergie (voir sections 1.4.1.1.5 « Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France » et 1.5.2 « Service Public 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 3.1.3.3.2 « 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).

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 environ 1 970 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 quatre en 16 ans). En 2018, ils s'élèvent à 18 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 (519 en 2018 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 en France »). 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 et a formulé quatre recommandations 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 etc.) ou interne (incendie etc.). 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 préfectures. En 2018, 4 exercices d'ampleur nationale ont été organisés. Le dernier exercice d'ampleur nationale relatif à la protection physique des installations (crise sécuritaire) a eu lieu en 2017 (programmation tous les deux ans).

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 appelée 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 2018

Comme en 2017, aucun événement majeur de sûreté ou de radioprotection n'est à déplorer en France.

En 2018, la DPNT d'EDF en France a déclaré 583 événements significatifs pour la sûreté (ESS) de niveau 0 sur l'échelle internationale INES, 74 ESS de niveau 1 et aucun de niveau 2.

Dans l'ensemble, les résultats 2018 sont comparables à ceux obtenus en 2017, avec un nombre moyen d'événements non classés (niveau 0) en légère baisse, à 10,05 ESS par réacteur, contre 10,38 en 2017, et un nombre moyen d'événements de niveau 1 par réacteur en légère augmentation, à 1,27 contre 1,13 en 2017.

Le nombre d'arrêts automatiques de réacteurs (AAR) continue de diminuer et atteint 0,31 AAR par réacteur (0,38 en 2017, 0,48 en 2016 et 0,66 en 2015).

Les résultats 2018 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 2018, la dose collective moyenne est de 0,67 homme-sievert par réacteur (soit une dose collective de 38,8 hommes-sieverts en 2018). La dosimétrie collective en 2018 est en hausse par rapport à 2017 (35,38 hommes-sieverts) du fait d'un volume d'activité plus important. EDF poursuit de façon volontariste la démarche ALARA (*As Low as Reasonably Achievable*) de maîtrise de la dosimétrie collective parallèlement à un volume de travaux induits par le projet industriel sur le parc en exploitation en augmentation. Compte tenu des niveaux déjà atteints, l'effort porte de préférence sur les centrales dont les résultats dosimétriques sont les moins bons, notamment en procédant à l'assainissement des circuits.

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 2018 et sur 12 mois glissants, un seul des intervenants (salariés d'EDF et des entreprises prestataires) a été exposé à une dose individuelle supérieure à 14 millisieverts (dépassement légèrement supérieur à 50 micro Sv).

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 :

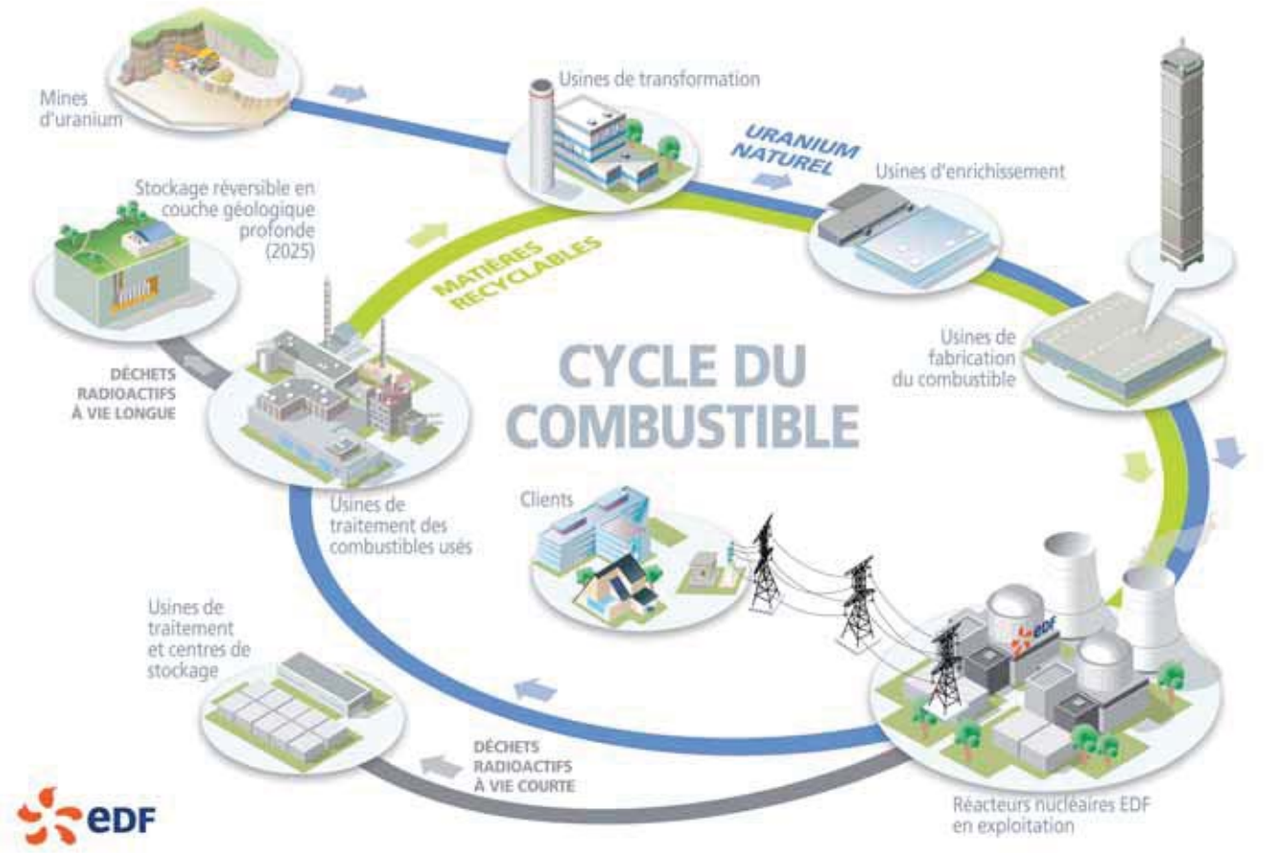
- l'amont du cycle : l'achat de concentrés issus du minerai d'uranium, la fluoration (ou conversion), l'enrichissement et la fabrication du combustible ;
- le cœur du cycle, qui correspond à l'utilisation en réacteur : la réception, le chargement, l'exploitation et le déchargement ; le combustible séjourne 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 travers de contrats pluriannuels. EDF acquiert l'essentiel des matières premières au stade de concentrés d'uranium (U_3O_8), les transformations en produits plus élaborés étant confiées aux industriels du cycle à travers des contrats de service (fluoration, 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.

1.

ÉTAPES DU CYCLE DU COMBUSTIBLE NUCLÉAIRE EN FRANCE



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).

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 pouvant atteindre 20 ans.

EDF a poursuivi en 2018 la sécurisation de ses approvisionnements à long terme auprès de plusieurs fournisseurs importants du marché.

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 Orano, ainsi que par les autres producteurs mondiaux, tels que Cameco au Canada, Converdyn aux États-Unis et Tenex en Russie.

(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 partie-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 (Étude 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 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.

La filière a été suspendue en 2013, dans l'attente de la disponibilité d'un nouveau schéma industriel.

En 2018, le Conseil d'administration a approuvé la relance d'une filière robuste, compétitive et performante, avec des premiers chargements d'assemblages prévus à l'horizon 2023, sous réserve de la réalisation des modifications techniques et de l'obtention des autorisations de l'autorité de sûreté nécessaires.

Les contrats correspondants ont été signés avec les fournisseurs respectifs au 2e trimestre 2018.

Dans l'attente de la reprise effective de la filière, l'uranium issu du retraitement est stocké sous forme stable.

La fabrication des assemblages de combustible

Les contrats avec les fournisseurs d'assemblages de combustible 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. 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.

L'édition 19-21 du PNGMDR fera l'objet d'un débat public en 2019. La Commission Nationale du Débat Public (CNDP) a nommé une Commission Particulière du Débat Public (CPDP) en mai 2018, pour préparer, organiser et animer ce débat.

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'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 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 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 Orano et Framatome 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 (la consommation électrique d'un million de personnes pendant un an génère environ 3 mètres cubes de déchets HAVL).

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 (plusieurs centaines de milliers d'années). 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 à partir de 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. En septembre 2018, dans la perspective du dépôt de la demande d'autorisation de création de Cigéo en 2019, un groupe d'expert a été mandaté par la DGEC pour faire un état des lieux de la gestion des bitumes selon 3 axes ; la connaissance des bitumes et de leur comportement, les procédés de neutralisation, et les dispositions liées à leur stockage.

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 »). 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 Soulaines dans l'Aube. Ce dossier a été soumis à l'avis de l'ASN. Actuellement, les travaux se poursuivent, dans le cadre du Plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs pour identifier les déchets qui y pourraient être accueillis. Par ailleurs, les études menées par EDF pour caractériser plus finement l'inventaire radiologique de ces déchets ont permis des gains significatifs qui permettent de réinterroger la possibilité de stocker une partie du graphite (notamment celui du réacteur de Chinon A2) dans le centre de surface existant.

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 Soulaines 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 2018 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 1er 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 ». 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 d'une part de l'investissement important, réalisé lors des troisièmes visites décennales ainsi qu'au titre des améliorations post-Fukushima, et compte tenu d'autre part 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.

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 1er 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).

La prolongation de la durée d'exploitation des tranches 900 MW sera mise en cohérence avec la révision en cours de la programmation pluriannuelle de l'énergie pour les périodes 2018-2023 et 2024-2028.

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. Elle 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.

Dans son courrier du 28 septembre 2018 relatif à la Note de Réponse aux Objectifs (NRO) du 4e réexamen périodique des tranches 900 MW, l'ASN considère que « les travaux entrepris et les dispositions prévues conduiront à des améliorations significatives de la sûreté des installations et contribueront à l'atteinte des objectifs du réexamen ». L'ASN prévoit de donner un avis générique en 2020. D'ici là, l'instruction se poursuit et EDF prend en compte les demandes complémentaires de l'ASN en termes d'études, de contrôles et de travaux.

En septembre 2018, EDF a également lancé, aux côtés de l'IRSN et de l'Association nationale des comités et commissions locales d'information (ANCCLI), une concertation publique d'une durée de 6 mois afin d'associer le grand public au débat et de lui permettre d'échanger avec des experts d'EDF, de l'ASN et de l'IRSN au cours de réunions publiques, organisées notamment par les Commissions Locales d'Information (CLI) des sites concernés. Une plate-forme numérique vient compléter les réunions publiques.

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 2018, 32 des 34 tranches de 900 MW ont passé leur troisième visite décennale. Pour 12 d'entre elles (Fessenheim 1 et 2, Bugey 2, 4 et 5, Tricastin 1, 2 et 3, Dampierre 1 et 2 et Gravelines 1 et 3), le processus d'échanges avec l'ASN est terminé (les avis et prescriptions de l'ASN ont été reçus). Les visites des deux dernières tranches, Chinon B3 et Chinon B4, sont programmées respectivement en 2019 et 2020.

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 intentionnelle d'attente pour décroissance radioactive, 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 un délai aussi court que possible dans des conditions économiquement acceptables, 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.

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.

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. Sa mise en service est prévue en 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 (première sortie du graphite à l'horizon 2044).

Le processus de déconstruction des centrales de Chooz A se poursuit, avec la mise en eau de la piscine réacteur de Chooz et la fin des découpes et extractions des internes de la cuve conformément au planning. 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 sans période d'attente intentionnelle 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 pour le démantèlement des Réacteurs à Eau sous Pression.

Suite à la mise en eau de la cuve de Creys-Malville à fin 2017, le processus de démantèlement s'est poursuivi par le chantier de construction de l'atelier de découpe des bouchons de la cuve du réacteur.

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 et d'excavation des terres de la station de traitement des effluents.

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. Le dossier de démantèlement complet a ainsi été déposé fin juillet 2018.

La stratégie industrielle du démantèlement des réacteurs UNGG a été profondément revue fin 2015 avec le passage d'un démantèlement sous eau à un démantèlement sous air, et tient 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 ont été confortés. 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).

La mise à jour du programme de démantèlement de ces derniers conduit désormais au séquencement suivant :

- construction d'un démonstrateur industriel pour tester les outillages qui seront utilisés lors du démantèlement sous air du premier caisson ;
- 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 ont été confortés. 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.

Le dossier de stratégie, 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. En 2018, l'ASN a fait part de ses principales questions et conclusions sur le dossier de stratégie UNGG. Le démantèlement sous air de l'ensemble des réacteurs, l'intérêt d'un démonstrateur industriel, et le planning du premier réacteur démantelé « tête de série » (Chinon A2) semblent acquis. Les échanges se poursuivent en revanche sur le planning de démantèlement des 5 autres réacteurs. Le planning proposé par EDF permet de disposer d'un retour d'expérience significatif (démantèlement d'un premier réacteur) avant de démarrer les phases les plus conséquentes. Bien que reconnaissant la nécessité de prise en compte d'un retour d'expérience pour la tête de série, l'ASN n'a pas exprimé à ce stade de convergence sur le planning dans son ensemble. EDF a été auditionné le 12 février 2019 par le collège des commissaires de l'ASN afin de présenter l'ensemble des éléments soutenant le calendrier retenu par EDF. Des projets de décision de l'ASN qui seront soumis à consultation du public sont attendus pour 2019.

Compte tenu des facteurs d'incertitude associés aux opérations complexes à engager (en particulier développement de méthodes et technologies nouvelles), les provisions sont fortement sensibles au séquencement des opérations, et au planning global du programme de démantèlement des six réacteurs. Si, *in fine*, l'Entreprise était amenée à modifier les plannings des opérations (raccourcissement du séquencement), ceci serait de nature à entraîner une augmentation du niveau des provisions.

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.

Pour rappel, 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, avait 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 et 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 avait 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 la demande d'abrogation serait 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 25 janvier 2019, le ministère de la Transition écologique et solidaire a publié le projet de programmation pluriannuelle de l'énergie pour les périodes 2019-2023 et 2024-2028 lequel précise que « la centrale nucléaire de Fessenheim devrait être arrêtée à l'horizon du printemps 2020 ».

Compte tenu de ce nouveau contexte, de nouvelles négociations ont été entamées visant à adapter certaines stipulations du projet de protocole et prévoyant notamment un découplage du calendrier entre la fermeture de Fessenheim et la mise en service de Flamanville 3, tout en préservant le droit à indemnisation d'EDF.

EnBW, partenaire d'EDF dans la centrale, pourrait 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.

(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 2e 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'Énergie 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 1ère 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 a permis 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 résultats de cette démarche détaillée ont conduit au 31 décembre 2016, à une diminution de la provision pour déconstruction de 451 millions d'euros$_{2016}$ ainsi qu'une augmentation de la provision pour gestion à long terme des déchets MAVL de 162 millions d'euros$_{2016}$ (voir 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 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 et incertitudes.

Installations de tiers : La Hague (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 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 2018 », note 45.2 « Composition et évaluation des actifs dédiés » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018).

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 2018 », note 45.4 « Situation de couverture des obligations nucléaires de long terme » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018).

1.4.1.2 Projets « Nouveau Nucléaire »

Voir aussi dans la section 2.1.5 « Risques spécifiques liés aux activités nucléaires du Groupe », le facteur de risque intitulé « Description 5D : en complément au risque de maîtrise des projets complexes (facteur de risque 4A), la réussite des projets EPR est conditionnée par des facteurs spécifiques d'ordre industriel, réglementaire et financier ».

1.4.1.2.1 Projet EPR de Flamanville 3

EDF assure pour compte propre la maîtrise d'ouvrage et la maîtrise d'œuvre du projet EPR (*European Pressurized water Reactor*) de Flamanville 3.

Interfaces avec l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) et autorisations administratives

L'instruction du dossier de Demande de Mise En Service déposé en mars 2015 rentre dans sa phase finale 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. Un groupe permanent d'experts s'est tenu à la fin du 1er semestre 2018 et s'est prononcé favorablement sur la démonstration de sûreté en vue de l'autorisation de mise en service de l'installation. Cette dernière reste toutefois soumise à l'instruction concernant les soudures du circuit secondaire principal, les conclusions des essais de démarrage et l'obtention de l'attestation de conformité à l'ESPN (1) de la chaudière.

La décision d'autorisation de mise en service partielle relative à la réalisation des essais à chaud a été émise par l'ASN. Le décret relatif aux rejets a également été mis à jour, permettant de réduire l'empreinte environnementale du chantier.

La demande d'autorisation de mise en service partielle visant à autoriser la réception du combustible est en fin d'instruction par l'ASN. Le projet de décision associé devrait être mis en consultation du public au premier semestre 2019.

Le 9 octobre 2018, EDF a envoyé à la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) la Demande d'Autorisation d'Exploiter.

(1) Équipement sous pression nucléaire.

Avancement de la réalisation sur site

Le chantier est toujours à un haut niveau d'activité avec près de 3 600 personnes présentes au quotidien sur le site.

À fin 2018, le taux de réalisation des montages électromécaniques est supérieur à 98 %, le solde de l'activité se faisant au fur et à mesure de l'avancement des essais d'ensemble.

Des jalons majeurs ont été franchis en 2018 :

- 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 sera en exploitation, ont été franchis ;
- l'épreuve enceinte du bâtiment réacteur a été réalisée avec succès en avril 2018. Cet essai est une épreuve en air destinée à vérifier le bon comportement mécanique de la structure du béton et de son étanchéité en portant la pression à l'intérieur du bâtiment à six fois la pression atmosphérique ;
- l'intégration d'une configuration de contrôle commande représentant environ 250 modifications a été achevé début septembre 2018, permettant de réaliser les essais à chaud avec une configuration cohérente et stable du contrôle commande.

À ce jour, les trois principaux enjeux de réalisation pour démarrer Flamanville 3 sont :

- la validation de la stratégie du traitement des soudures du circuit secondaire principal, puis la réussite des opérations de réparation, en lien avec les principales parties prenantes : l'Autorité de sûreté nucléaire, les partenaires et leurs sous-traitants ;
- une montée en cadence des essais pour réaliser en sécurité, en qualité et selon le planning, l'ensemble du programme d'ici au démarrage ;
- l'industrialisation des finitions et du transfert progressif de l'installation à l'exploitant *via* une nouvelle étape dans l'organisation du chantier pour optimiser au maximum la planification à court terme des activités.

Fabrication et qualité des équipements

À fin 2018, la quasi-totalité des équipements de la partie nucléaire comme de l'îlot conventionnel a été livrée et installée sur site. La situation sur la qualité des équipements du circuit primaire fabriqués par Framatome a évolué comme suit :

Cuve

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 1er semestre 2017 sur la base d'un dossier produit par Framatome, sous la surveillance d'EDF. 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.

L'ASN a autorisé le 9 octobre 2018 :

- 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, en limitant sa durée de vie à 2024, sauf à démontrer la faisabilité technique de contrôles comparables au fond de cuve.

EDF mène actuellement un projet de développement d'inspection en service du couvercle, afin de revenir courant 2019 vers l'ASN pour demander à conserver le couvercle actuel en cas de faisabilité industrielle de ce type d'opération. À défaut d'une telle autorisation, les coûts engagés pour la fabrication d'un couvercle de substitution pourraient rester, en tout ou partie, à la charge d'EDF. Ils ne sont pas intégrés dans l'objectif de coût de construction compte tenu du fait qu'ils surviendraient, le cas échéant, postérieurement à la mise en service. Par ailleurs, une procédure d'arbitrage a été engagée à ce sujet par EDF à l'encontre d'AREVA SA.

Problématique de l'exclusion de rupture et des écarts de qualité sur les soudures du circuit secondaire principal

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 secondaire principal 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 [(1)].

Or, ces exigences ont été appliquées au stade de la conception, mais n'ont pas été correctement intégrées dans la réalisation des soudures. Le non-respect de ces exigences n'implique pas nécessairement la non-conformité à la réglementation des équipements sous pression nucléaire.

À partir du 21 mars 2018, EDF a également détecté des écarts de qualité dans la réalisation de soudures sur les tuyauteries du circuit secondaire principal de l'EPR de Flamanville, à l'occasion de la visite complète initiale. La visite complète initiale est une étape réglementaire, préalable à la mise en service de l'installation, qui consiste notamment en un examen des soudures des circuits primaire et secondaire. Elle permet de réaliser un état initial de référence de l'installation avant son exploitation.

Conformément aux procédures industrielles, les soudures avaient été contrôlées par le groupement des entreprises en charge de la fabrication du circuit. Le groupement des entreprises les avait déclarées conformes, au fur et à mesure de leur réalisation.

EDF a déclaré le 10 avril 2018 [(2)] à l'ASN, un événement significatif relatif à la détection d'écarts dans le contrôle de la réalisation de ces soudures (une partie du circuit secondaire principal étant déjà concernée par l'écart relatif à la bonne application des exigences « d'exclusion de rupture »).

EDF a alors engagé au deuxième trimestre 2018 un nouveau contrôle de l'ensemble des 150 soudures concernées du circuit secondaire principal.

Sur l'ensemble des 150 soudures contrôlées :

- 33 soudures présentant des écarts de qualité doivent faire l'objet d'une réparation. Sur le site, les activités de reprise des soudures présentant des écarts de qualités ont débuté fin juillet 2018 ;
- EDF a, par ailleurs, décidé de refaire 20 soudures, même si elles ne présentaient pas de défaut, ces soudures ne respectant pas les exigences « d'exclusion de rupture » définies par EDF au moment de la conception de l'EPR. Les dossiers de remise à niveau des premières soudures ont été transmis à l'ASN et les activités de soudures sur site ont débuté en novembre 2018 ;
- Pour 10 autres soudures, EDF a proposé à l'ASN une démarche de justification spécifique permettant de confirmer le haut niveau de sûreté de l'installation tout au long de son exploitation. Après analyse définitive, ce nombre a été ramené à huit. Par ailleurs, il est apparu après contrôle qu'une de ces huit soudures présente un défaut de qualité de réalisation de petite taille. La démarche de justification spécifique mentionnée plus haut fera l'objet d'une instruction approfondie par l'ASN dans les mois à venir.

(1) 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.

(2) Voir communiqué d'EDF du 10 avril 2018 « EDF détecte des écarts de qualité sur certaines soudures du circuit secondaire principal de l'EPR de Flamanville et lance des contrôles complémentaires ».

Calendrier de mise en service et coût de construction

Le 25 juillet 2018 [1], le Groupe a présenté un point d'étape sur ces contrôles et ajusté en conséquence le planning et l'objectif de coût de construction :

- l'objectif de chargement du combustible a été fixé à la fin du 4e trimestre 2019, avec un démarrage des essais à chaud alors prévu fin 2018 ;
- l'objectif du coût de construction a été porté de 10,5 à 10,9 milliards d'euros [2].

Le 21 janvier 2019 [3] EDF a annoncé que le planning des essais à chaud avait été revu avec un démarrage attendu durant la 2e quinzaine de février 2019. Ces essais à chaud ont démarré le 22 février 2019.

Le calendrier et l'estimation du coût de construction restent tendus. Ils intègrent un calendrier d'autorisations administratives de l'ASN décrit ci-dessus, qui dépend notamment de l'aboutissement de l'instruction des modalités envisagées par EDF pour le traitement des soudures du circuit secondaire principal, comme indiqué dans le communiqué publié par le Groupe le 31 janvier 2019 [4].

Le Président de l'ASN a indiqué le 29 janvier 2019 que l'ASN se prononcera sur le programme de validation des soudures du circuit secondaire principal en mai 2019 et que « s'il s'avère finalement que les huit soudures situées au niveau de l'enceinte doivent être refaites elles aussi, les délais ne pourront pas être tenus ». Un point précis sur l'avancement du chantier EPR de Flamanville, notamment sur son calendrier et son coût de construction, sera donc effectué après la publication de l'avis de l'ASN. EDF n'est pas, à ce stade, en mesure d'évaluer l'impact d'une décision de l'ASN qui ne validerait pas l'approche proposée.

Le 11 mars 2019, EDF a adressé ministère de la Transition écologique et solidaire une demande de modification du décret d'autorisation de création (DAC) pour porter l'échéance de la mise en service du réacteur au 11 avril 2023 à titre conservatoire.

1.4.1.2.2 Autres projets « Nouveau Nucléaire »

Royaume-Uni

Au Royaume-Uni, EDF Energy possède 66,5 % du projet de construction de deux centrales nucléaires sur le site de Hinkley Point, 33,5 % restant étant détenu par China General Nuclear Power Corporation (CGN). La société de projet *Nuclear New Build* assure la maîtrise d'ouvrage du projet et la Direction Ingénierie et Projets Nouveau Nucléaire (DIPNN) assure les études de conception.

EDF développe également, dans le cadre du partenariat avec CGN, deux projets de construction nucléaire au Royaume-Uni : Sizewell C et Bradwell B.

Voir la section 1.4.5.1.2.5 « Division Nouveau Nucléaire ».

EPR de Taishan

En Chine, EDF est actionnaire à hauteur de 30 % de la société TNPJVC (Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Limited), société qui a pour objet la construction et l'exploitation de 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 2018, la tranche 1 a franchi les jalons majeurs de la mise en service :

- chargement du combustible en cuve ;
- couplage au réseau électrique ;
- atteinte de la pleine puissance ;
- mise en service commerciale, annoncée le 13 décembre 2018, qui a fait de la centrale nucléaire de Taishan le premier EPR au monde à entrer en exploitation commerciale.

La tranche 2 a passé plusieurs jalons importants de la phase des essais d'ensemble. Le soutien technique d'EDF au projet Taishan s'est poursuivi tout en capitalisant le retour d'expérience de ces activités pour les autres projets EPR.

Concernant la tranche 2, plusieurs essais majeurs ont été effectués. Les essais d'ensemble à froid, comprenant l'épreuve hydraulique du circuit primaire, ont été achevés en juillet 2018 ; le test d'étanchéité de l'enceinte interne a été réalisé avec succès en octobre 2018 et les essais à chaud se sont terminés en janvier 2019.

La dynamique du projet EPR de Taishan va se poursuivre en 2019 pour la tranche 2 avec la préparation du chargement du combustible en cuve. L'enjeu du 1er semestre 2019 concerne la délivrance par l'autorité de sûreté chinoise de l'autorisation de démarrage.

(1) Voir communiqué EDF du 25 juillet 2018 « Soudures du circuit secondaire principal de l'EPR de Flamanville : EDF met en place des actions correctives et ajuste le planning ainsi que l'objectif de coût de construction ».

(2) En euros 2015, hors intérêts intercalaires.

(3) Voir communiqué EDF du 21 janvier 2019 « EPR de Flamanville : point d'actualité » sur le planning des essais à chaud.

(4) Voir communiqué EDF du 31 janvier 2019 « EPR de Flamanville : point d'actualité » sur les déclarations de l'ASN.

À ce jour, la mise en service commerciale de la tranche 1 s'est effectuée sur la base d'un tarif provisoire, inférieur aux attentes d'EDF. Les discussions entre les producteurs d'électricité et les autorités chinoises arrêteront le tarif définitif qui s'appliquera aux centrales nucléaires de 3e génération avec effet rétroactif par rapport à la date de mise en service commerciale.

EPR 2

EDF a remis un dossier d'option de sûreté du projet « EPR Nouveau Modèle » (EPR NM) fin 2016 à l'Autorité de sûreté nucléaire qui a procédé à son instruction en 2017. Début 2018, le groupe permanent d'expert pour les réacteurs nucléaires a remis ses conclusions sur ce dossier d'option de sûreté. En particulier, il « constate que la plupart des évolutions de conception retenues pour le projet EPR NM tiennent compte des enseignements tirés du retour d'expérience du réacteur EPR Flamanville et du parc en fonctionnement ainsi que des enseignements tirés de l'accident de Fukushima Daiichi » et « considère que les options de conception retenues pour le projet EPR NM, complétées ou modifiées à la lumière des discussions intervenues au cours de l'instruction technique qui ont conduit à de nombreux engagements, sont de nature à assurer un niveau de sûreté au moins équivalent à celui du réacteur EPR Flamanville 3 et conforme aux recommandations du guide ASN n° 22 (relatif à la conception des réacteurs à eau sous pression) ».

En parallèle de l'instruction du dossier de sûreté par l'ASN, les travaux menés par EDF et Framatome sur le projet EPR NM ont permis de figer fin 2017 la configuration technique d'un modèle qui pourrait remplacer les réacteurs du parc nucléaire actuellement en exploitation en France et, à terme, élargir l'offre de la filière nucléaire française à l'export. À cette occasion, le projet EPR NM a été rebaptisé « EPR 2 ». Cette configuration technique intègre, par anticipation, la plupart des recommandations émises par le groupe permanent d'expert pour les réacteurs nucléaires au cours de son instruction du dossier de sûreté de l'EPR NM.

Sur la base des conclusions du groupe permanent et des réponses aux questions apportées par EDF, l'ASN devrait émettre un avis début 2019 sur le dossier d'option de sûreté déposé par le projet EPR 2 en 2016.

Préparation d'un programme de nouveaux réacteurs nucléaires en France

Le gouvernement a publié le 25 janvier 2019 les orientations de la programmation pluriannuelle de l'énergie. Conformément à ces orientations, le gouvernement a indiqué qu'il conduirait avec la filière nucléaire d'ici mi-2021 un travail d'instruction visant à être en mesure de statuer sur l'opportunité d'un programme de renouvellement des installations nucléaires en France. Le contrat de filière signé le 28 janvier 2019 par l'État et le Comité stratégique de filière nucléaire (CSFN) comporte un volet relatif à la préparation des capacités industrielles nécessaires à la performance d'un programme de construction de nouveaux réacteurs en France.

Afin de s'inscrire dans cette démarche, EDF a engagé la préparation de propositions économiques et industrielles sur la base de la technologie EPR 2. EDF fournira ainsi les éléments permettant aux pouvoirs publics de définir un cadre de régulation approprié pour assurer le financement d'un tel programme industriel.

Projets en développement

EDF a signé en mars 2018 un accord de coopération industrielle non engageant avec l'électricien national indien *Nuclear Power Corp of India Ltd*. (NPCIL) pour la construction de 6 réacteurs EPR en Inde sur le site de Jaitapur. Cet accord définit le schéma industriel, les rôles et responsabilités des partenaires ainsi que les prochaines étapes du projet, dont notamment la fourniture par EDF et Framatome de l'ensemble des études et d'équipements de l'îlot nucléaire. Une offre préliminaire technique et commerciale a été remise en mai 2018 sur le périmètre d'activité EDF. En soutien au projet Jaitapur, EDF et General Electric ont signé en juin 2018 un accord de coopération stratégique pour un partenariat de long terme sur la construction des îlots conventionnels des 6 réacteurs. Une offre complète conditionnée, non engageante, a été remise au client fin 2018 par EDF et ses partenaires.

EDF participe également au processus compétitif initié en Arabie Saoudite par K.A.CARE (*King Abdullah City for Atomic and Renewable Energy*) pour un projet de construction de deux réacteurs. Au terme d'une première phase, EDF a été notifiée par K.A.CARE en juin 2018 de sa sélection pour la phase suivante du processus.

Dans le segment de la moyenne puissance, EDF s'appuie sur ses partenariats historiques avec la Chine (CGN) et le Japon (MHI). Le Groupe compte profiter des opportunités de marché, avec deux technologies de moyenne puissance (UK HPR1000 avec CGN et ATMEA1 avec MHI). Sur la technologie UK HPR1000, EDF et CGN collaborent dans le cadre d'une co-entreprise (GNS) pour la certification de cette technologie par l'autorité de sûreté britannique.

Sur l'ensemble de ces nouveaux projets de développement hors de France et du Royaume-Uni, le groupe EDF vise à se positionner comme un fournisseur de technologie et un partenaire industriel. Il pourrait à cet égard s'exposer à des risques liés à la maîtrise des projets mais sans engager son bilan en tant qu'investisseur en fonds propres.

1.4.1.2.3 Transformation numérique de l'ingénierie nucléaire (programme SWITCH)

Lancé en juillet 2017, ce programme 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. Il s'agit d'un programme transverse, impliquant l'ensemble des acteurs de la filière nucléaire au sein du groupe EDF, y compris 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, grâce notamment à 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, l'appel l'offre lancé en 2017 a permis de retenir au 2e trimestre 2018 Dassault Systèmes en tant que fournisseur de la solution PLM (*Product Lifecycle Management*) et Cap Gemini en tant qu'intégrateur sur le périmètre des outils PLM (*Plant Life Management*).

Le programme SWITCH est rentré au 4e trimestre 2018 dans sa phase opérationnelle avec le lancement des travaux de transformation sur les premiers périmètres dont ESPN (Equipements sous pression nucléaires), RTI (Référentiel technique de l'ingénierie), EPR 2 et HPC.

1.4.1.3 Framatome

Framatome est un acteur international majeur de la filière nucléaire, dont les activités couvrent la conception et la réalisation de la chaudière nucléaire, ainsi que la conception, la fourniture et l'installation des équipements, des systèmes de contrôle-commande et du combustible. Framatome accompagne ses clients jusqu'à la mise en service du réacteur et propose tous les services associés.

Avec plus de 14 000 collaborateurs à travers le monde, Framatome met son expertise au service de ses clients pour leur permettre d'améliorer la sûreté et la performance de leurs centrales nucléaires et de contribuer à atteindre leurs objectifs économiques et sociétaux.

Framatome dispose d'une présence industrielle significative en France (17 sites), en Allemagne (4 sites), aux États-Unis (7 sites) et en Chine (8 sites). L'entreprise est par ailleurs implantée industriellement ou commercialement en Afrique du Sud, en Argentine, au Brésil, en Bulgarie, au Canada, en Corée du Sud, en Espagne, en Hongrie, au Japon, en République Tchèque, au Royaume-Uni, en Russie, en Slovaquie, au Kazakhstan, en Suède et en Ukraine.

Framatome, détenue par EDF (75,5 %), Mitsubishi Heavy Industries (MHI - 19,5 %) et Assystem (5 %), est intégrée dans les comptes consolidés du groupe EDF depuis le 31 décembre 2017.

1.4.1.3.1 Stratégie, marché et opportunités commerciales de Framatome

La stratégie de Framatome est centrée sur son cœur de métier de chaudiériste, et vise à proposer des solutions sûres et compétitives, à les industrialiser et exécuter les projets dans une logique de filière industrielle.

Framatome accompagne son développement en s'appuyant sur cinq axes stratégiques : une expertise reconnue et durable, la performance dans l'exécution, une organisation agile, des solutions sûres et compétitives et un développement international.

La société dispose d'une base clients comprenant des acteurs de référence de l'énergie à l'international et intervient sur plus de 250 réacteurs dans le monde.

L'expérience de Framatome sur des réacteurs de tous types de technologies permet de répondre aux besoins spécifiques de ses clients dans le monde entier.

Avec un parc mondial existant de 450 réacteurs représentant près de 392 GWe en service dans 32 pays [(1)], et des nouvelles capacités nucléaires à venir, le marché nucléaire offre des opportunités dans le domaine du combustible, de la modernisation et des services. Framatome a l'ambition de développer ses parts de marché par une offre différenciante et des partenariats à l'export.

1.4.1.3.2 Activités de Framatome

Bénéficiant d'une expérience de 60 ans dans la conception et la construction de centrales nucléaires, Framatome est présente à chaque étape du processus, sur tous types de technologies de réacteurs. S'appuyant sur l'expertise d'ingénieurs et d'opérateurs hautement qualifiés, la société a participé à plus de 90 projets de centrales nucléaires à travers le monde.

Ingénierie

Les experts de Framatome sont spécialisés dans la conception des principaux équipements des chaudières nucléaires, la métallurgie et la mécanique, la neutronique, les calculs scientifiques, la mécanique des fluides et les analyses de risques et de sûreté. Les prestations de Framatome en ingénierie incluent le cœur de la centrale, dit « îlot nucléaire » et les principaux composants du circuit primaire tels que les générateurs de vapeur, les pompes, le pressuriseur ou la cuve du réacteur nucléaire. Ses spécialistes et techniciens sont mobilisés et interviennent notamment pour des projets majeurs de construction de nouveaux réacteurs de type EPR.

Fabrication d'équipements

Les composants de Framatome équipent plus de 100 centrales dans 11 pays. Dans ses usines du Creusot, de Saint Marcel et de Jeumont, en France, Framatome produit les équipements clés de la chaudière nucléaire pour des électriciens du monde entier, destinés à équiper les centrales en construction ou à remplacer les équipements des centrales en exploitation. L'entreprise fabrique des équipements lourds (cuves de réacteur, générateurs de vapeur, etc.) et mobiles (groupes motopompes primaires et mécanismes de commande de grappes) de haute technicité. Depuis 1970, près de 10 000 composants ont été produits sur ses sites de fabrication par les forgerons, les usineurs, les techniciens matériaux, les techniciens essais mécaniques, les chaudronniers et les soudeurs de Framatome.

En 2018, l'entreprise a poursuivi la montée en puissance des fabrications de son usine bourguignonne du Creusot, spécialisée dans la fabrication de composants lourds pour l'industrie nucléaire, en recevant fin janvier le feu vert de l'Autorité de sûreté nucléaire française (ASN) et d'EDF pour reprendre la fabrication de pièces forgées pour le parc nucléaire français. L'usine du Creusot fournira par ailleurs les principaux composants forgés pour des projets de nouvelles constructions à l'étranger, notamment pour le projet de réacteurs EPR d'Hinkley Point C au Royaume-Uni, ainsi que des pièces pour des composants de remplacement destinés aux réacteurs français.

Systèmes de contrôle-commande

Framatome conçoit, réalise et installe des solutions d'instrumentation nucléaire et de contrôle-commande fiables pour des centrales en exploitation ou en construction. Ses solutions vont des systèmes de contrôle-commande de sûreté aux systèmes de contrôle-commande opérationnel, de l'instrumentation nucléaire aux solutions de maintien en condition opérationnelle, des simulateurs à l'expertise internationale en ingénierie du contrôle-commande, de la conception d'interface homme-machine à l'ingénierie des facteurs humains. Framatome a installé plus de 300 systèmes d'instrumentation et de contrôle-commande complets sur des réacteurs de tous types dans le monde.

En 2018, Framatome a notamment finalisé la modernisation du système de contrôle-commande numérique de la centrale néerlandaise de Borssele, exploitée par EPZ (Elektriciteits-Productiemaatschappij Zuid-Nederland). Le projet a débuté en 2014 et incluait l'installation d'un nouveau système de commande et de régulation de puissance du réacteur.

Framatome fournit également, pour le réacteur 3 de la centrale chinoise de Tianwan, un système de contrôle-commande (I&C) complet, basé sur sa plateforme éprouvée TELEPERM XS, l'instrumentation correspondante, les armoires d'alimentation électrique I&C et le système de contrôle-commande opérationnel.

(1) Source : CEA – Élecnuc – Édition 2018, chiffres au 31 décembre 2017 (www.cea.fr/multimedia/Documents/publications/ouvrages/Elecnuc-2018.pdf).

Combustible

Framatome assure la conception, le développement et la fabrication des assemblages de combustible pour des réacteurs à eau pressurisée, des réacteurs à eau bouillante et des réacteurs de recherche. La Société intervient sur l'ensemble du processus : de la conception de l'assemblage, à la production du zirconium et de ses alliages – un matériau clé dans la production de combustibles – en passant par la fabrication et les services associés, jusqu'aux interventions dans les centrales nucléaires. L'entreprise réalise les calculs permettant d'améliorer la gestion et la performance de ses assemblages, tout en répondant aux exigences de sûreté les plus élevées. Plus de 226 000 assemblages de combustible de Framatome sont chargés dans plus de 100 réacteurs en exploitation dans le monde.

Framatome et le groupe chinois CNNC, par le biais de leur co-entreprise CAST, ont livré en 2018 le premier lot de tubes de gainage de combustible pour la tranche n° 5 de la centrale nucléaire chinoise de Fuqing, de type « Hualong-1 ». Ces tubes en alliage de zirconium contribueront à l'exploitation sûre et performante du réacteur. Après 2 ans de production continue et stable, 51 494 tubes de gainage (198 km – correspondant à 185 assemblages combustible) seront livrés par l'usine CAST.

L'entreprise a signé également en 2018 un contrat avec Talen Energy pour fournir à la centrale nucléaire de Susquehanna, aux États-Unis, son nouveau combustible ATRIUM 11. L'entreprise livrera en janvier 2021 les six premières recharges de combustible à la centrale située à Berwick, en Pennsylvanie.

Mise en service et autorisation d'exploitation des centrales nucléaires

Framatome a acquis une expérience internationale au contact des autorités de sûreté pour tous les types de réacteurs existants dans le monde. L'entreprise vient ainsi en soutien aux exploitants dans leurs relations avec leur autorité de sûreté et dans l'application de la réglementation existante dans leur pays d'implantation. En France, Framatome a développé une expertise dans l'application de l'arrêté relatif aux équipements sous pression nucléaires (ESPN). La société met par ailleurs à disposition de ses clients internationaux des centres techniques où sont réalisés de nombreux essais chaque année pour qualifier leurs équipements et les accompagne dans la préparation des études de qualification et de la préparation de la documentation associée.

Maintenance, modernisation et prolongation de l'exploitation des centrales en service

Framatome propose des solutions et des services innovants pour maintenir et moderniser les centrales nucléaires existantes ainsi que pour prolonger leur durée d'exploitation, tout en garantissant leur sûreté, leur performance et leur disponibilité. Framatome s'appuie sur 60 ans d'expérience internationale appliquée à tous types de technologies et à la maintenance de plus de 250 réacteurs dans le monde. Ses équipes apportent leurs savoir-faire et leurs connaissances des exigences en matière de maintenance, de remplacement de composants, d'inspections et de contrôles, d'opérations de rechargement du combustible, ou encore d'optimisation de la gestion des arrêts des réacteurs pour maintenance. Ses activités couvrent notamment la fourniture d'assemblages de combustible et des services associés, la gestion des équipements et des pièces de rechange, la modernisation du contrôle-commande et de l'instrumentation ainsi que les services de chimie et de radiochimie.

En 2018, Framatome a achevé la rénovation de 31 moteurs de groupe motopompe primaire pour trois centrales nucléaires situées dans le sud-est des États-Unis. De 2002 à mai 2018, l'entreprise a modifié et modernisé ces composants avec pour résultat une fiabilité de 100 % et une performance record de zéro défaillance depuis leur réinstallation. Les moteurs des groupes moto-pompes primaires permettent la circulation du fluide de refroidissement autour du circuit primaire du cœur d'un réacteur nucléaire.

Cette même année, Framatome, Bureau Veritas et Doosan Babcock ont créé EQUALLE™, une alliance en charge de la qualification des équipements nucléaires au Royaume-Uni.

Conduite des grands projets

Framatome participe à la réalisation de projets de construction de réacteurs nucléaires : de la conception aux approvisionnements et à leur mise en service. Ses équipes sont mobilisées pour répondre aux standards de sécurité les plus stricts et pour satisfaire les demandes de ses clients en s'appuyant sur ses savoir-faire en conduite de projets complexes. Dans le cadre de nouvelles constructions, l'entreprise propose des solutions sur le périmètre de l'îlot nucléaire. Framatome participe aux côtés d'EDF à la construction et la mise en service de 5 réacteurs EPR dans le monde : en France (Flamanville 3), en Chine (Taishan 1 & 2) et au Royaume-Uni (Hinkley Point C, deux réacteurs).

EDF et Framatome ont une filiale d'ingénierie commune, Edvance, pour les projets de construction de nouvelles centrales nucléaires en France et dans le monde, créée en 2017 (voir aussi section 1.1 « Histoire et évolution de la Société »).

1.4.1.3.3 Principales réalisations de Framatome en 2018

En janvier, Framatome a signé avec son partenaire chinois CNNC un accord de développement commun ayant pour objectif d'étendre leur coopération dans les domaines de la conception, de l'ingénierie et des services relatifs au combustible nucléaire ; d'accroître leur collaboration dans les systèmes de contrôle-commande numérique pour les centrales nucléaires et d'intensifier leur coopération dans la maintenance et les mises à jour de sûreté et opérationnelles des centrales existantes. Parallèlement, le renouvellement d'un contrat majeur dans le domaine des composants pour les assemblages de combustible a été signé avec CNEIC (filiale de CNNC) pour une période de dix ans.

Le même mois, aux États-Unis, Lightbridge et Framatome ont lancé la co-entreprise Enfission, détenue à parts égales, en vue de développer, fabriquer et commercialiser des assemblages de combustible basés sur la technologie de combustible nucléaire métallique de Lightbridge ainsi que sur la propriété intellectuelle associée relative au combustible nucléaire de pointe.

Framatome a finalisé en février l'acquisition de l'activité de contrôle-commande (I&C) nucléaire de Schneider Electric. Grâce à cette opération, Framatome développe son expertise d'ingénierie et élargit son portefeuille de solutions d'I&C.

En avril, Framatome a signé un contrat avec Vattenfal pour la livraison, entre 2021 et 2024, de dix recharges d'assemblages de combustible destinées aux réacteurs nucléaires suédois de Forsmark 3 et Ringhals 3 et 4. Ces contrats prévoient des options supplémentaires de deux recharges pour chaque réacteur après 2024.

Framatome a signé en mai un contrat de plusieurs millions de dollars avec Dominion Energy pour l'entretien des générateurs de vapeur de l'ensemble de son parc de réacteurs nucléaires aux États-Unis. Ces travaux d'inspection et de maintenance sont programmés lors de huit arrêts de tranches intervenant entre 2018 et 2020.

Fin juin, l'unité 1 de la centrale chinoise de Taishan a réalisé sa première connexion au réseau, avec l'accompagnement de Framatome. À la suite de la première criticité atteinte le 6 juin, il s'agit du premier réacteur EPR dans le monde à produire de l'électricité.

Framatome a également signé en septembre 2018 un contrat de rénovation du contrôle-commande du parc des réacteurs 900 MWe d'EDF, en France. Dans la continuité des études déjà lancées et en cours depuis 2015, les premières opérations sur site démarreront à partir de 2019 à l'occasion des quatrièmes visites décennales des réacteurs du palier 900 MWe.

En novembre, Framatome a signé un protocole d'accord dans le cadre du programme de prolongement de la durée d'exploitation des réacteurs nucléaires de Bruce Power au Canada, portant sur la fourniture de solutions innovantes et la réalisation de nouvelles prestations pour l'électricien.

1.4.1.3.4 Installations nucléaires

Installations Nucléaires de Base (INB)

Deux installations nucléaires de base (INB) se trouvent sur le site Framatome de Romans, l'INB n° 63 (fabrication d'éléments combustibles pour les réacteurs de recherche - CERCA) et l'INB n° 98 (fabrication d'assemblages de combustible pour les centrales nucléaires). Par ailleurs, en juillet 2018, l'usine de la SOMANU (SOciété de MAintenance NUcléaire), au sein de la *Business Unit* Base Installée de Framatome, est passée du régime des INB à celui des Installations Classées pour la Protection de l'Environnement (ICPE).

Résultats 2018 en matière de sûreté nucléaire [1]

Comme en 2017, aucun événement majeur de sûreté ou de radioprotection n'est à déplorer sur le site de Framatome de Romans-sur-Isère ni sur celui de la SOMANU.

En 2018, le site Framatome de Romans-sur-Isère a déclaré 16 événements significatifs pour la sûreté (ESS) de niveau 0 sur l'échelle internationale INES, 4 ESS de niveau 1 et aucun de niveau 2. Le nombre d'événements déclarés est stable par rapport à 2017.

Aucun événement déclaré pour l'année 2018 n'a eu de conséquence pour les travailleurs, le public ou l'environnement.

Les résultats 2018 détaillés sur la sûreté nucléaire sont publiés dans le rapport annuel établi par l'Inspecteur Général de la sûreté nucléaire ainsi que dans le rapport TSN du site Framatome de Romans-sur-Isère et disponible sur le site www.framatome.com.

Actifs dédiés

Des actifs dédiés ont été constitués pour couvrir les engagements nucléaires de long terme (voir section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2018 », note 45.6 « Actifs dédiés de Framatome et SOCODEI » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018).

1.4.1.4 Production thermique en France continentale

Dans un contexte de stagnation de la consommation France en 2018 (- 1 %), la production électrique à partir de combustibles fossiles a chuté, jouant son rôle de « groupe de bouclage ».

La production d'électricité générée par EDF à partir de son parc de centrales thermiques en France continentale a représenté, en 2018, environ 2,5 % de sa production totale d'électricité. Ce parc dispose à cette même date d'une puissance installée en fonctionnement de 5 525 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.

1.4.1.4.1 Le parc de production thermique d'EDF en France continentale

Au 31 décembre 2018, 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 31/12/2018	Capacité totale *(en MW)*	Année de mise en service	Production *(en TWh)* Au 31/12/2018	Au 31/12/2017
Charbon	580	3	1 740	en 1983 et 1984	3,9	6,1
Fioul	-	-	-	-	-	0,5
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	0,2	0,5
Cycles Combinés Gaz	427	1	427	en 2011		
	465	2	930	en 2012 et 2013		
	585	1	585	en 2016	6,9	9,0

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.

Les tranches charbon 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 a été installé en 2018. Les essais réalisés en 2018 ont démontré la faisabilité d'une co-combustion à hauteur de 80 % biomasse dans les chaudières charbon EDF et la capacité du pilote à produire des pellets de biomasse par le procédé d'explosion vapeur.

Ce projet, appelé « Ecocombust », s'inscrit dans l'esprit du Plan climat de juillet 2017, de la Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC) et du projet de programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), qui prévoient l'arrêt de la production d'électricité à base de charbon d'ici 2022 et le développement des ressources de biomasse. Le 24 janvier 2019, EDF et le ministère de la Transition écologique et solidaire ont validé un programme de travail préalable à une décision sur le projet Ecocombust. Ce programme de travail doit permettre de qualifier en 2019, les essais techniques, les études d'impact sur l'environnement et le modèle économique du projet. Sous réserve de conclusions satisfaisantes sur les plans

(1) L'objectif de Framatome est de détecter, déclarer et traiter au plus juste tous les écarts et anomalies survenant dans le cadre de ses activités. Cet indicateur vise à renforcer encore le partage d'expérience, à élargir les analyses et l'importance accordée aux signaux faibles. Les évènements déclarés au niveau 0 de l'échelle INES sont des écarts de sûreté, considérés comme des « signaux faibles », dont la prise en compte est essentielle à une démarche de progrès continu pour une meilleure maîtrise de la prévention des risques dans la conduite des activités. Afin de favoriser la remontée des « signaux faibles » et le partage d'expérience, Framatome détecte et enregistre tout écart. L'analyse de ce dernier, par la Filière Indépendante de Sûreté, permet de juger du niveau de déclaration auprès de l'Autorité de Sûreté.

technique, économique et environnemental, et après avoir poursuivi les échanges avec l'État et les collectivités, EDF engagera la phase d'industrialisation pour la fabrication du combustible à partir de 2022.

Plus généralement, le Groupe travaille à optimiser la performance de l'ensemble son parc thermique.

Fermeture du parc fioul

EDF a arrêté définitivement l'exploitation de la centrale thermique d'Aramon le 1er 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 arrêté 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 CO_2, 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 CO_2 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. L'installation a fonctionné de manière soutenue en 2018 (5 630 heures) et a produit 2,6 TWh.

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 »).

En 2018 le parc thermique EDF France continentale a émis 6,4 millions de tonnes de CO_2 (contre 9,5 millions de tonnes en 2017) pour une production électrique nette d'environ 11 TWh (contre 16 TWh en 2017). Le contenu CO_2 du kWh produit par le parc thermique d'EDF en France continentale en 2018 s'élève à 579 g/kWh net, soit l'empreinte CO_2 la plus faible de toute l'histoire du thermique à EDF (590 g/kWh net en 2017). Cette décarbonation du kWh thermique d'EDF résulte directement de la montée en puissance des CCG dans le mix de production thermique d'EDF, qui ont contribué à plus de 62 % de la production du parc thermique en 2018 (contre 56 % en 2017). On rappelle qu'en 2010 le contenu CO_2 du kWh produit par le parc thermique EDF France continentale était encore de plus de 900 gCO_2/kWh net.

En 2018 le parc thermique EDF France continentale a par ailleurs émis 1,8 kt de SO_2, 4,6 kt de NO_x et 0,03 kt de poussières. Ramenés au kWh produit, les rejets de polluants du parc thermique EDF ont été réduits par rapport à 2010 de 4 fois pour les NO_x, de plus de 10 fois pour le SO_2 et plus de 20 fois pour les poussières. Ces réductions drastiques d'émission ont été rendues possibles par la mise à l'arrêt des centrales thermiques les plus anciennes, la rénovation et l'installation d'équipement de traitement des fumées aux meilleurs techniques disponibles sur les centrales les plus récentes, l'utilisation de combustible à teneur en soufre réduite et enfin par la mise en service de cycles combinés au gaz naturel peu polluants.

Les performances environnementales du parc thermique d'EDF en France continentale s'inscrivent ainsi pleinement dans les objectifs fixés par la nouvelle politique Développement Durable du groupe EDF signée en juin 2018, et en particulier :

- réduire les émissions de CO_2 du groupe EDF en cohérence avec la trajectoire fixée par le Groupe afin d'atteindre 30 millions de tonnes en 2030 (soit - 40 % entre 2017 et 2030, Objectif De Responsabilité d'Entreprise N° 1 du groupe EDF) ;
- réduire les émissions dans l'air de SO_2, de NO_x et de poussières du groupe EDF de 50 % entre 2005 et 2020.

1.4.1.4.3 Production et performances techniques

La production thermique a représenté 11 TWh en 2018 avec un fonctionnement moindre qu'en 2017 compte tenu de la stagnation de la consommation France.

En 2018, les tranches charbon ont fourni 3,9 TWh, les CCG 6,9 TWh et les TAC 0,2 TWh. 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 2018 et se situe au niveau des standards européens. La capacité d'adaptation du parc à un fonctionnement soutenu a été démontrée. 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 2018 », note 30 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018).

EDF a poursuivi en 2018 les travaux de déconstruction sur les sites mis en retrait définitif d'exploitation.

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 soutenu.

Le groupe EDF est aujourd'hui le *leader* européen des 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 (2) grands barrages dans le monde. Le Groupe participe également à l'essor de filières industrielles compétitives, principalement dans l'éolien et le solaire.

L'hydraulique est la première des énergies renouvelables dans le monde, avec une capacité cumulée installée estimée de 1 271 GW (3), dont 119 GW de capacité de stockage par pompage. 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 atteint 495 GW (4) dans le monde (dont 161 GW en Chine) contre 453 GW un an plus tôt (dont 147 GW en Chine).

(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) Décompte réalisé en 2018, 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.

(3) Source des capacités hydrauliques dans le monde : Renewable capacity statistics 2018, International Renewable Energy Agency (IRENA) – mars 2018.

(4) Source des capacités éoliennes terrestres dans le monde : Renewable capacity statistics 2018, International Renewable Energy Agency (IRENA) – mars 2018.

Dans le solaire photovoltaïque, la capacité cumulée installée dans le monde atteint 386 GWc [1] contre 292 GWc un an plus tôt, soit une progression de 32 %. Ce sont aujourd'hui très largement l'éolien, le solaire et la biomasse qui portent le développement des filières renouvelables.

Les engagements du groupe EDF concernant le développement des énergies renouvelables figurent également à la section 3.1.2 « S'engager en faveur du développement durable ».

CAPACITÉS NETTES INSTALLÉES [1] DU GROUPE DANS LES ÉNERGIES RENOUVELABLES À FIN 2018

(en MW)	Hydraulique	Eolien	Photo-voltaïque	Biomasse	Géothermie	Marine	Total
France	20 327	1 340	225	240	8	240	22 380
Europe hors France	1 994	2 316	103	9	-	-	4 422
Amérique	-	3 663	697	40	-	-	4 400
Asie	432	185	110	-	-	-	727
Afrique	-	374	235	-	-	-	609
CAPACITÉS NETTES INSTALLÉES TOTALES	**22 753**	**7 878**	**1 370**	**289**	**8**	**240**	**32 538 [*]**

(1) 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 46,5 TWh en 2018 (pompage compris) soit 10,3 % de sa production totale d'électricité.

1.4.1.5.1.1 Le parc de production hydraulique d'EDF

L'hydroélectricité est la deuxième source de production électrique derrière le nucléaire et la première source d'électricité renouvelable en France. Cette filière est importante pour le système électrique à plusieurs titres, notamment en termes d'équilibre et de sécurisation du réseau.

Le parc hydraulique d'EDF en France continentale comprend 433 centrales à fin 2018, avec un âge moyen de 74 ans [2] :

- environ 11 % des centrales ont une puissance unitaire supérieure à 100 MW ; elles représentent environ 56 % de la production totale ;
- environ 51 % des centrales ont une puissance unitaire inférieure à 12 MW ; elles représentent environ 7 % de la production totale.

	31/12/2018	31/12/2017
Centrales hydrauliques de capacité inférieure ou égale à 12 MW		
Puissance maximale *(en MW)*	988,7	989,7
Consommation par pompage *(en GWh)*	48,2	23,5
Production pompage compris *(en TWh)*	3,1	2,1
Centrales hydrauliques de capacité supérieure à 12 MW		
Puissance maximale *(en MW)*	19 025,5	19 017,0
Consommation par pompage *(en TWh)*	7,3	7,0
Production pompage compris *(en TWh)*	43,4	34,7
PUISSANCE MAXIMALE TOTALE *(EN GW)*	**20,0**	**20,0**
PRODUCTION TOTALE POMPAGE COMPRIS [1] *(EN TWH)*	**46,5**	**36,8**

(1) 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 22 % du parc d'EDF, pour une énergie productible annuelle d'une quarantaine de térawattheures.

Les différents aménagements hydrauliques sont conçus pour optimiser l'exploitation de la ressource en eau des vallées, dans le cadre d'une gestion multi-usage de l'eau (détaillée au 1.4.1.5.1.4 sur les enjeux de la production hydraulique) 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 quasiment 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) Source des capacités photovoltaïques dans le monde : Renewable capacity statistics 2018, International Renewable Energy Agency (IRENA) – mars 2018.
(2) Moyenne arithmétique.
[*] IND Indicateur clé de performance extra-financière (cf. table de concordance DPEF en section 8.5.4)

Catégorie d'aménagement	Puissance de turbinage	Productible moyen sur 50 ans
Fil de l'eau	3,6 GW	16,8 TWh
Lac	8,1 GW	14,2 TWh
Éclusées	3,1 GW	8,2 TWh
Transfert d'Énergie par Pompage	5,0 GW	1,5 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. 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 236 barrages classés A & B (selon la réglementation française issue du décret 2015-526), une étude de dangers est réalisée tous les dix ans ou quinze ans (respectivement pour un barrage de classe A et un barrage de classe B). Ces études consolident une vision d'ensemble des ouvrages et des parades associées qui s'avèrent satisfaisante [1], et incluent 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. En 2018, la sûreté hydraulique du parc d'EDF s'est maintenue à un niveau satisfaisant avec, sur le périmètre EDF Hydro [2], un événement important pour la sûreté hydraulique (EISH) classé « orange » (défini comme « événement ayant entraîné une mise en danger de personnes, ou des dégâts importants », au sens de l'arrêté du 21 mai 2010 ; en l'occurrence, en 2018, la situation qui a été classée en EISH orange est un « dégât important à un ouvrage hydraulique » et pas une « mise en danger de personne »). 8 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 :

- 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 6 en 2017 et 3 en 2018 ;
- la gestion des aménagements hydroélectriques a été correctement maîtrisée lors des crues survenues cette année.

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 2018, 440 dispositifs et moyens particuliers [1] sont effectifs, en baisse par rapport à 2017, et suivis sur les cinq familles d'ouvrages prioritaires : galeries, canaux, barrages, conduites forcées et vannes.

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

1.4.1.5.1.3 La performance du parc de production hydraulique

EDF a consacré, en 2018, 370 millions d'euros d'investissements au périmètre de la France continentale pour le développement et la maintenance de son parc pour un fonctionnement optimisé en toute sûreté.

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 2018

Sujette aux aléas climatiques de la ressource en eau, la production hydraulique peut varier significativement suivant les années. L'année 2018 se caractérise par une excellente performance de production liée à la concrétisation des chantiers de transformation, de pilotage par le résultat, d'optimisation des indisponibilités en fonction des besoins et des prix du marché (copilotée avec la DOAAT) et d'une production abondante en raison de conditions hydrologiques fortement excédentaires au premier semestre et légèrement déficitaire au second.

EDF a développé une gestion dynamique de ses retenues, grâce à son service de programmation météorologique, ayant conduit, par exemple en 2018, à vider progressivement certains de ses lacs préventivement à la fonte des neiges pour maximiser sur la durée la production.

La production d'électricité d'origine hydraulique en France continentale a été de 46,5 TWh hors déduction de la consommation d'électricité nécessaire au fonctionnement des stations de transfert d'énergie par pompage, et de 39,2 TWh nette de la consommation liée au pompage.

Les indicateurs de production 2018 traduisent un niveau de performance très satisfaisant, avec un taux de perte interne [3] de 4,5 % (3,5 % en 2017). 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 99,20 % (99,31 % en 2017). Le taux d'avarie est de 3,1 % en 2018.

Afin d'atteindre la performance opérationnelle et la compétitivité de son parc hydraulique, EDF aura réalisé, à terminaison, près de 800 millions d'euros$_{2010}$ d'investissements ces dix dernière années, pour développer la performance industrielle de son parc hydraulique, en modernisant la maintenance et l'exploitation de son parc hydraulique à travers notamment la rénovation des installations électriques, du contrôle-commande et des outils informatiques de gestion, de maintenance et d'exploitation.

C'est sur ces bases renouvelées qu'EDF poursuit les travaux d'optimisation du patrimoine et de modernisation des actifs.

(1) Pour en savoir plus, consulter le rapport 2017 de l'Inspecteur pour la sûreté hydraulique, disponible sur le site Internet d'EDF.

(2) Hors déclarations réalisées sur les ouvrages exploités par SHEMA.

(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.

En France, 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 »).

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 13 concessions échues au 31 décembre 2018, 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). A ce titre, ces concessions dites en délais glissants seront, compte tenu de la loi n° 2018-1317 du 28 décembre 2018 de finances pour 2019, à une redevance à compter du 1er janvier 2019 dont le taux sera déterminé par décret en Conseil d'État en tenant compte des caractéristiques de la concession. 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 : l'ordonnance du 29 janvier 2016 relative aux contrats de concession et son décret d'application du 1er 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 (voir section 1.5 « Environnement législatif et réglementaire »).

Dans ce contexte, EDF se prépare au renouvellement des concessions dans le cadre juridique rappelé ci-dessus 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. De tels échanges devraient se poursuivre en 2019 (voir section 2.1.1 « Risques liés à la régulation des marchés de l'énergie »).

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.

Le 7 mars 2019, la Commission européenne a adressé à l'État français une lettre de mise en demeure relative au renouvellement des contrats des concessions hydroélectriques. D'autres États membres ont également reçu une mise en demeure. Plus précisément sur le cas de la France, la Commission a identifié, d'une part, des problèmes d'application du droit européen de la commande publique à ces renouvellements et, d'autre part, des problèmes de non-conformité de la législation française régissant de tels renouvellements avec ce même droit européen de la commande publique. L'État français dispose d'un délai de deux mois pour répondre aux arguments avancés par la Commission.

Le développement

EDF engage plusieurs leviers pour donner toute sa place à une l'hydroélectricité rentable au bénéfice de la transition énergétique.

- Des projets neufs ainsi, à Romanche Gavet, en Isère, EDF réalise un ouvrage permettant de remplacer les six petites usines existantes par une nouvelle centrale souterraine (93 MW de puissance pour un productible de 55 GWh de plus que les centrales existantes). Ce chantier est réalisé, dans le cadre du renouvellement la concession de la moyenne Romanche et des décrets publiés le 31 décembre 2010.
- Le développement du stockage, par l'exploitation du potentiel des stations de transferts d'énergie par pompage en France (STEP) dans le cadre du déploiement du Plan Stockage annoncé par le groupe EDF le 27 mars 2018. 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 ; la conduite d'alimentation en eau (de 244 mètres) a été mise en service en 2018 et le montage du nouveau groupe de production a débuté. EDF porte, également, un projet important sur la vallée de la Truyère, pour, en particulier, répondre aux besoins de stockage de la transition énergétique. Ce projet se ferait dans le cadre d'une prolongation des concessions de la Truyère et du Lot Amont. Il a été déposé par le gouvernement français en avril 2017 à la Commission européenne et est en attente d'une autorisation de principe préalable à la démarche formelle de notification.
- Les augmentations de puissance :
  - par des opérations de rénovation, comme sur l'usine de La Bâthie en Savoie avec le remplacement des six groupes de production pour porter la puissance totale de la centrale à 600 MW ; les travaux destinés à augmenter la puissance d'un quatrième groupe ont débuté en 2018, sachant que les trois premiers groupes ont d'ores et déjà été mis en service ;
  - par des augmentations de puissance d'ouvrages hydrauliques existants de plus petite taille sous régime d'autorisation ouverts par l'ordonnance du 29 janvier 2016, pour contribuer au développement de moyens de pointe ;
  - par le développement du 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, avec en 2018, ajoutant ainsi une puissance totale supplémentaire aux 4,5 MW déjà mis en service depuis 2015 et de nouveaux projets sont en cours d'étude avec des mises en service échelonnées d'ici à 2020.
- Le développement de la « petite hydraulique » (centrales de puissance, majoritairement, inférieure à 12 MW mais pouvant atteindre parfois 20 à 30 MW). L'un des objectifs est de développer la petite hydraulique par :
  - la mise en place de partenariats pour le développement de projets et l'étude d'opportunités permettant de développer les capacités installées de « petite hydraulique » du Groupe en France ;
  - l'optimisation et l'augmentation de la production du parc existant avec la remise en service sur la période 2017 – 2018 de plusieurs aménagements après un important programme de rénovation et/ou après une longue période d'arrêt 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 et deux projets portés par la SHEMA ont été lauréats en 2018 (à Vichy dans l'Allier et Lescherette en Savoie).

L'ancrage territorial dans les vallées hydrauliques

EDF Hydro a toujours été soucieux d'assurer un développement durable et partagé des vallées hydrauliques et des territoires économiques en proximité de ses ouvrages de production. Ces territoires, souvent ruraux, parfois isolés, sont toujours en recherche d'adaptation en réponse aux évolutions de leur environnement, qu'il soit économique, sociétal, ou même climatique.

Au-delà d'un respect, qui se veut exemplaire et performant des normes et de la réglementation, EDF, dans le cadre de son activité de développement de maintenance et d'exploitation de l'hydroélectricité, agit de manière à accompagner les transitions sociétales et économiques auxquels ces territoires font face.

C'est dans ce cadre et de manière à consolider sa volonté d'accompagnement territorial au plus près de ses vallées hydroélectriques, qu'EDF a lancé, en 2012, un programme dédié : « Une rivière, un territoire ».

« Une rivière, un territoire » est un programme de proximité, gagnant-gagnant, s'appuyant, à fin 2018, sur sept agences actives en France métropolitaine.

Ces agences, construites dans le cadre d'une gouvernance partagée avec les acteurs économiques locaux et déployant des stratégies d'action propres aux spécificités de leurs territoires, visent à intégrer par et pour l'emploi, à développer les activités économiques durables dans les vallées, à accompagner les porteurs de projets publics ou privés, à faciliter la communication entre les parties prenantes et permet la création ou la préservation d'emplois dans des entreprises des vallées hydrauliques *via* une filiale de financement dédiée, qui a accompagné une quarantaine d'entreprises en dix ans.

L'action des agences locales « Une rivière, un territoire » a permis le référencement dans les panels fournisseurs d'EDF de près de 1 000 entreprises locales dans les métiers spécifiques à l'hydraulique, notamment dans le domaine de la mécanique.

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.

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 Renouvelables. Les filiales EDF Luminus et Edison disposent également de parcs éoliens en exploitation ;
- l'éolien en mer (*offshore*) : cette filière, en plein développement, reste 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. 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 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 ÉS 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) Débit minimal maintenu à l'aval des barrages pour préserver la vie aquatique.

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 Renouvelables 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.

1.4.1.5.3 EDF Renouvelables

Hors hydraulique, l'engagement du groupe EDF en matière d'énergies renouvelables est porté en grande partie par sa filiale à 100 % EDF Renouvelables (anciennement EDF Énergies Nouvelles). L'ensemble des sociétés du groupe EDF Renouvelables employait 3 853 personnes au 31 décembre 2018.

EDF Renouvelables 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 terrestre et en mer, du solaire photovoltaïque. Elle contribue également au développement du Plan Stockage du groupe EDF.

Au 31 décembre 2018, EDF Renouvelables dispose d'une capacité installée brute de 12 890,5 MW, d'une capacité installée nette de 8 296,6 MW et de 2 359,9 MW bruts en cours de construction ; le portefeuille de projets [(1)] représente 27,8 GW, dont 25,4 GW de projets hors capacités en construction. Présent dans plus de 20 pays, EDF Renouvelables figure parmi les acteurs de référence du développement et de la production d'électricité issue des énergies renouvelables, notamment dans ses principales zones d'implantation historiques que sont l'Amérique du Nord (États-Unis, Canada et Mexique) et l'Europe, et poursuit son développement depuis 2012, en prenant position dans de nouveaux pays à fort potentiel pour le développement des énergies renouvelables, tels que l'Afrique du Sud, le Brésil, le Chili, la Chine, l'Inde, l'Israël et plus récemment en 2017 avec son entrée aux Emirats Arabes Unis et en Egypte.

EDF Renouvelables est un acteur intégré du secteur des énergies renouvelables, qui intervient sur l'ensemble de la chaîne de valeur. Ainsi, EDF Renouvelables est actif en amont dans le développement de projets, puis dans l'ingénierie lors de la construction de centrales électriques et enfin dans l'exploitation et la maintenance des installations construites, chacune de ces activités pouvant être exercée pour compte propre ou pour compte de tiers.

Dans le cadre de son modèle d'activités, le Groupe réalise également des opérations de développement-vente d'actifs structurés (DVAS), qui consiste à céder, en tout ou partie, des projets qu'elle a construits, à des tiers investisseurs. À ce titre, la capacité nette cédée sur l'année 2018 s'est élevée à 773,6 MW.

A côté d'un développement centré sur l'éolien et le solaire photovoltaïque (qui représentent environ 98 % de ses capacités nettes installées), EDF Renouvelables se positionne fortement dans la filière de l'éolien en mer posé et flottant et est également présent sur d'autres filières comme le stockage de l'électricité. Enfin, EDF Renouvelables est présent dans le secteur des énergies renouvelables réparties (solaire en toiture) sur le marché des particuliers et des clients entreprises en France et plus récemment aux Etats-Unis et en Chine sur le marché des clients Entreprises.

(1) Inclut des projets relatifs au stockage.

CAPACITÉS INSTALLÉES PAR FILIÈRE ET PAR PAYS

	Au 31/12/2018		Au 31/12/2017	
(en MW)	**Brute [1]**	**Nette [2]**	**Brute [1]**	**Nette [2]**
Éolien				
États-Unis	3 704,5	2 605,5	3 589,5	2 667,5
France	1 536,0	1 328,1	1 449,2	1 118,2
Royaume-Uni [3]	591,7	184,6	731,8	262,5
Turquie	661,6	267,4	661,6	267,4
Portugal	546,5	205	534,7	199,1
Canada	724,7	588,4	724,7	588,4
Mexique	391,5	229,5	391,5	229,5
Italie	424,2	298,1	424,2	290,1
Belgique [4]	325,2	26,9	325,2	26,9
Grèce	264,5	238,2	264,5	238,2
Chine	219,3	102,6	198,4	85,9
Afrique du Sud	110,6	55,8	107,6	54,2
Maroc	50,4	50,4	50,4	50,4
Pologne	106,0	106,0	106,0	106,0
Inde	164,0	82,0	164,0	82,0
Brésil	182,0	182,0	66,0	66,0
Danemark	6,0	6,0	6,0	6,0
Allemagne	185,8	183,8	151,3	149,3
Chili	115	57,5	0,0	0,0
TOTAL ÉOLIEN [5]	**10 309,2**	**6 797,8**	**9 946,4**	**6 487,7**
Solaire				
France	230,4	174,9	233,1	177,0
États-Unis	394,0	205,4	394,0	322,4
Énergies réparties (France)	66,3	40,1	78,3	51,8
Israël	295,1	192,5	193,5	99,2
Inde	207,0	99,7	207,0	81,3
Italie	76,9	74,3	76,9	74,3
Canada	61,4	42,4	23,4	23,4
Grèce	12,1	12,1	12,1	12,1
Brésil	398,5	199,3	283,6	226,9
Chili	261,0	130,5	146,0	73,0
UAE	266,0	42,6	0,0	0,0
Chine	14,0	10,5	0,0	0,0
Mexique	119,6	119,6	0,0	0,0
TOTAL SOLAIRE [5]	**2 402,3**	**1 343,8**	**1 647,9**	**1 141,5**
Autres filières				
Hydraulique	0,0	0,0	62,8	60,0
Biogaz	70,0	70,0	70,0	70,0
Biomasse	40,0	40,0	40,0	40,0
Stockage	69,0	45,0	20,0	20,0
TOTAL AUTRES FILIÈRES [5]	**179,0**	**155,0**	**192,8**	**190**
TOTAL [5]	**12 890,5**	**8 296,6**	**11 787,1**	**7 819,1**

(1) Capacité brute : capacité totale des parcs dans lesquels EDF Renouvelables est actionnaire.
(2) Capacité nette : capacité correspondant à la part du capital détenue par EDF Renouvelables.
(3) EDF Renouvelables détient 51 % d'EDF Energy Renewables (les autres 49 % 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 2018, la production électrique des parcs d'EDF Renouvelables consolidés en intégration globale, toutes filières et tous pays confondus, a été de 15,2 TWh. Le facteur de charge à fin 2018 atteint 30 % dans l'éolien terrestre, et 18 % dans le solaire.

Filière éolienne

Éolien terrestre (*onshore*)

Au cours de l'année 2018, EDF Renouvelables a poursuivi activement son développement dans l'éolien terrestre.

EDF Renouvelables a augmenté de 362,8 MW bruts ses capacités de production éolienne, totalisant ainsi, 9 874,5 MW bruts d'éolien terrestre en exploitation à fin 2018.

Les mises en service de parcs éoliens terrestres ont atteint sur l'année 2018 le chiffre de 686,9 MW bruts, et au total les parcs éoliens terrestres en cours de construction représentent 895 MW bruts au 31 décembre 2018.

France

EDF Renouvelables a poursuivi en 2018 son développement dans l'éolien pour contribuer à la stratégie CAP 2030 du groupe EDF en mettant en service près de 100 MW supplémentaires.

Plusieurs parcs éoliens ont été mis en service au cours de l'année, dont les parcs d'Espiers (18 MW), de Guilleville (17,7 MW), de Clanlieu (13,2 MW) et au sein de Futuren, les parcs de Courant-Nachamps (21 MW) et Demange (19,8 MW).

Au-delà de ces nouvelles capacités, plusieurs parcs éoliens sont en construction pour un total d'environ 129,1 MW, dont les parcs des Taillades (27,2 MW), de Pays d'Anglure (21,6 MW) et le parc détenu par Futuren des Coteaux (38 MW).

En intégrant les capacités de Futuren, EDF Renouvelables atteint ainsi 1 536 MW bruts installés d'éolien en France au 31 décembre 2018, auxquels s'ajoutent 129,1 MW d'éolien terrestre en cours de construction.

Royaume-Uni

En 2018, EDF Renouvelables Royaume-Uni (détenue à 51 % par EDF Renouvelables et 49 % par EDF Energy) a cédé 49 % de sa filiale EDF Energy Renewables Holdings, qui détient 311 MW de capacités éoliennes en exploitation et le parc éolien de Dorenell situé en Ecosse (177 MW) et mis en service en 2018.

Les capacités exploitées par EDF Renouvelables Royaume-Uni à fin 2018 totalisent 488,2 MW bruts d'éolien (soit 127 MW nets).

Allemagne

Avec Futuren qui détient des capacités installées dans ce pays, le Groupe atteint 185,8 MW bruts installés d'éolien en Allemagne au 31 décembre 2018.

EDF Renouvelables a par ailleurs remis en service le parc éolien d'Eckölstadt, qui a fait l'objet d'un *repowering* ou renouvellement, qui désigne la remise à neuf d'une installation étant parvenue à sa fin. D'une capacité initiale de 14,5 MW, le parc éolien d'Eckolstädt présente désormais une capacité installée de 34,5 MW, avec 10 éoliennes de nouvelle génération.

Italie

Le Groupe atteint 424,2 MW bruts installés d'éolien en Italie au 31 décembre 2018.

Portugal

L'extension de la phase 2 du parc éolien d'Arada (11,8 MW) a été mise en service. À ce jour, le Groupe exploite 546,5 MW bruts de capacité éolienne dans ce pays.

Turquie

En 2018, EDF Renouvelables détient 661,6 MW bruts de capacité éolienne dans ce pays.

Afrique du Sud

En Afrique du Sud, EDF Renouvelables exploite trois parcs éoliens remportés dans le cadre d'appel d'offres gouvernementaux, pour une capacité totale de 110,6 MW bruts.

États-Unis

Fin 2018, EDF Renouvelables Amérique du Nord atteignait une capacité installée de 3 704,5 MW bruts (ou 2 605,5 MW nets) dans l'éolien terrestre.

Sur l'année 2018, elle a mis en construction le parc éolien de Glacier Edge (202,7 MW), situé dans l'État de l'Iowa, qui bénéficie d'un contrat avec Google, et le parc éolien de Coyote (242,2 MW) tout en poursuivant la construction du parc éolien de Stoneray. Le parc éolien Copenhagen (80 MW) a été mis en service.

Par ailleurs, 50 % des projets Red Pine (100 MW nets) et Rock Falls (77 MW nets) ont été cédés en cours d'année.

Canada

Fin 2018, la capacité installée éolienne totale du Groupe au Canada atteint 724,7 MW bruts (ou 588,4 MW nets).

Le projet Romney (60 MW), détenu à 50 % par EDF Renouvelables Canada, a été mis en construction. Par ailleurs, EDF Renouvelables Canada a signé un accord RESA (*Renewable Electricity Support Agreement),* accord de soutien avec l'AESO (*Alberta Electricity System Operator*), gestionnaire du réseau électrique de l'Alberta. Ce contrat d'une durée de 20 ans porte sur le projet de Cypress, d'une capacité de 201,6 MW. Ce projet bénéficie d'un contrat de fourniture d'électricité (PPA), remporté lors de la deuxième phase d'appels d'offres du programme d'électricité renouvelable REP (Renewable Electricity Program), gérés par l'AESO pour le compte du gouvernement de la province d'Alberta ; il s'inscrit dans le cadre d'un partenariat liant EDF Renouvelables, le Canada et la tribu des Gens-du-Sang (*Blood Tribe*), Première Nation.

Mexique

Fin 2018, la capacité installée éolienne totale du Groupe, au Mexique, atteint 391,5 MW bruts (ou 229,5 MW nets).

Chine

En 2018, la filiale d'EDF Renouvelables Chine a mis en service le parc éolien Feicheng I dans sa totalité (45,3 MW au total) et poursuivi la construction du parc éolien Kangping II et III (96 MW).

Fin 2018, la capacité installée éolienne totale du Groupe en Chine atteint ainsi 219,3 MW bruts (ou 102,6 MW nets).

Inde

Fin 2018, la capacité installée éolienne totale du Groupe en Inde atteint 164 MW bruts (ou 82 MW nets). Un portefeuille de 300 MW de projets éoliens a été remporté lors d'un appel d'offres gouvernemental, en septembre 2018.

Brésil

En 2018, EDF Renouvelables Brésil a mis en service la phase 2 (116 MW) de la centrale éolienne Ventos de Bahia d'une puissance totale de 182 MW située dans l'État de Bahia. EDF Renouvelables Brésil a par ailleurs remporté des contrats de fourniture d'électricité long terme (*PPA*) sur 20 ans dans le cadre de différentes enchères fédérales de nouvelle énergie organisées par le régulateur brésilien, pour plusieurs projets éoliens : le projet Folha Larga d'une capacité de 147 MW situé dans l'état de Bahia, et un projet éolien de 129 MW constituant une extension de la centrale éolienne Ventos de Bahia. EDF Renouvelables Brésil a également signé un *corporate PPA* de 20 ans avec Braskem, un des leaders mondiaux dans la fabrication de résines thermoplastiques. L'électricité contractualisée sera produite par une partie du projet Folha Larga à hauteur de 33 MW.

Chili

Le premier parc éolien d'EDF Renouvelables Chili, Cabo Leones 1, a été mis en service pour une capacité de 115 MW bruts.

Maroc

La capacité installée éolienne totale du Groupe dans ce pays atteint 50,4 MW bruts à travers sa filiale Futuren.

Éolien en mer (*offshore*)

L'éolien *offshore* représente pour EDF Renouvelables un axe fort de développement. L'entreprise est déjà présente sur le marché de l'éolien en mer à travers plusieurs projets d'une capacité cumulée de 2,8 GW en développement, en exploitation ou en gestion d'exploitation et maintenance à travers l'Europe (Allemagne, Belgique, France, Royaume-Uni) et a l'ambition de contribuer significativement au développement de la filière de l'éolien en mer aux Etats-Unis.

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 Courseulles-sur-Mer. 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 2018, l'État français a confirmé, à l'issue d'une période de négociation, ces trois projets éoliens en mer. La décision finale d'investissement permettant le démarrage des travaux pourra être prise une fois que les autorisations obtenues pour ces parcs auront été purgées de tout recours.

Par ailleurs, EDF Renouvelables Royaume-Uni a acquis en 2018 le projet de parc éolien en mer « Neart na Gaoithe » auprès de Mainstream Renewable Power, acteur

international de l'éolien et du solaire. Ce projet de 450 MW, qui dispose de toutes les autorisations administratives, est situé dans l'estuaire du Forth sur la côte Est de l'Ecosse et s'étend sur une superficie de 105 km^2. Ce projet bénéficie d'un régime de vent parmi les meilleurs d'Europe. L'investissement total nécessaire à la réalisation du projet s'élève à près de 1,8 milliard de livres sterling.

Enfin, EDF Renouvelables Etats-Unis a constitué fin 2018 avec Shell New Énergies US, LLC (Shell) une joint-venture codétenue à parité, la société Atlantic Shores Offshore Wind, LLC pour le développement de projets éoliens en mer sur le site dit OCS-0499, situé dans la zone d'énergie éolienne du New Jersey (WEA), dans le cadre d'un bail délivré par les autorités fédérales américaines. La zone couverte par le bail recèle un potentiel de production d'énergie éolienne en mer d'environ 2 500 MW. Cette opération est soumise à l'obtention des autorisations réglementaires. La construction est soumise à la décision finale d'investissement. Le site couvert par le bail s'étend sur une superficie de 74 200 hectares. Il se situe à près de 13 kilomètres au large d'Atlantic City, sur le plateau continental externe (OCS) des Etats-Unis. Cette zone bénéficie d'importantes et régulières ressources éoliennes dans des eaux relativement peu profondes, situées à proximité de grandes agglomérations fortement consommatrices d'électricité.

Filière solaire photovoltaïque

EDF Renouvelables a poursuivi son développement dans le solaire photovoltaïque, qui constitue son deuxième axe de développement. À fin 2018, la capacité solaire installée s'élève à 2 402,3 MWc bruts (1 343,8 MWc nets), en augmentation de 202,3 MWc nets, soit 18 %, par rapport à fin 2017. EDF Renouvelables dispose par ailleurs d'un portefeuille de projets solaires en cours de construction de 1 111,4 MWc bruts.

France

EDF Renouvelables atteint 230,4 MW bruts installés de solaire en France au 31 décembre 2018.

EDF Renouvelables s'est mis en ordre de marche pour contribuer au Plan Solaire d'EDF lancé par le Groupe en décembre 2017, qui vise à 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 contenues dans la stratégie CAP 2030 du groupe EDF. Afin d'accélérer sa croissance dans le solaire, EDF déploie une stratégie couvrant tous les segments de marché, qui repose sur un modèle intégré du développement des projets jusqu'à leur exploitation, sur la recherche de l'excellence industrielle et sur un investissement soutenu dans l'innovation. Cette stratégie s'appuie sur la recherche et développement d'EDF et sur le maillage territorial des équipes d'EDF dédiées aux collectivités et aux entreprises. Les terrains ciblés prioritairement sont des sites dits « dégradés », c'est-à-dire des friches industrielles, des sites pollués, délaissés ou d'anciennes carrières, qui peuvent bénéficier d'une seconde vie avec le développement de projets photovoltaïques.

Par ailleurs, le projet solaire d'Aramon (5 MWc), situé sur la commune éponyme dans le Gard et porté EDF Renouvelables dans le cadre de l'appel d'offres CRE 4 relatif aux centrales au sol, a fait l'objet en 2018 d'une campagne de financement participatif sur la plateforme leader en investissement digital WiSEED. Cette campagne a été réalisée auprès des habitants des 7 départements limitrophes du Gard pour participer au financement de la construction de la centrale photovoltaïque sur le site d'une centrale thermique en déconstruction à Aramon.

EDF Renouvelables a également lancé une campagne de financement participatif pour le projet photovoltaïque de Saint-Pargoire sur la plateforme en investissement digital WiSEED. Cette campagne vise à lever 200 000 € auprès des habitants de l'Hérault et de ses 4 départements limitrophes pour participer au financement de la construction de la centrale photovoltaïque.

Lazer, le premier projet du groupe EDF de centrale solaire flottante situé sur le Buëch, dans les Hautes Alpes, a été sélectionné à l'appel d'offres solaire au sol lancé par le ministère de la Transition écologique et solidaire. Les panneaux solaires de ce projet d'une puissance maximale de 20 MWc seront installés sur 24 hectares sur la retenue hydroélectrique, soit les trois quarts de la surface totale du plan d'eau.

Amérique du Nord (Etats Unis et Canada)

EDF Renouvelables Amérique du Nord a lancé en 2018 aux Etats Unis la construction des centrales solaires de Valentine Solar (134 MWc) et de Maverick 2 & 3 (210 MWc).

Par ailleurs, elle a signé deux contrats d'achat d'électricité d'une durée de 20 ans portant sur le projet Big Beau Solar + Storage, situé en Californie, dans le comté de Kern. D'une capacité de 128 MWac, l'installation est couplée à 40 MW (160 MWh) de stockage sur batteries. 55 % de la production électrique de l'installation sera vendue à Silicon Valley Clean Energy (SVCE) et 45 % à Monterey Bay Community Power (MBCP), deux fournisseurs d'électricité locaux. EDF Renouvelables Amérique du Nord et Shell Energy North America (US), L.P. (SENA) ont également signé un contrat d'achat d'électricité (PPA) d'une durée de 15 ans portant sur la production d'énergie d'une tranche de 132 MWc (100 MWac) du projet photovoltaïque de Palen (500 MWac), appelé Maverick 4, situé dans le comté de Riverside de l'État de Californie, au cœur du désert des Mojaves. La construction de ce projet a été lancée.

Au Canada, EDF Renouvelables Canada a également mis en construction, en 2018, les centrales solaires de Barlow (18,2 MWc) et de Pendleton (19,8 MWc).

Sur la zone Amérique du Nord, le Groupe dispose d'un total de 455,4 MWc bruts de capacité solaire photovoltaïque installée.

Mexique

Au Mexique, le Groupe a fait son entrée dans le solaire en remportant en 2016 le projet Bluemex, dans le cadre d'un appel d'offres national. Située dans l'état de Sonora, la centrale (119,6 MW) a été mise en service fin 2018.

Inde

En 2018, le Groupe détient un total de 207 MWc bruts de capacité solaire en exploitation en Inde, au travers EDEN, la filiale commune créée en 2016 par EDF Renouvelables et EREN Renewable Energy pour porter les activités solaires photovoltaïques des deux partenaires en Inde.

Brésil

En 2018, EDF Renouvelables Brésil a mis en service le projet Pirapora II (114,9 MWc). Avec les projets Pirapora I (191 MWc) et Pirapora III (92,6 MWc), mis en service en 2017, Pirapora II constitue la dernière phase du complexe solaire photovoltaïque Pirapora d'une capacité totale d'environ 400 MWc, situé dans le sud-est du Brésil. Le complexe de Pirapora est détenu à 50/50 par EDF Renouvelables et Omega, un acteur énergétique local, suite à l'acquisition fin 2018 par Omega de la participation de Canadian Solar et de 30 % des parts d'EDF Renouvelables.

Chili

En 2018, EDF Renouvelables Chili a mis en service la centrale photovoltaïque de Santiago Solar (115 MWc) située au nord de la capitale chilienne. Le Groupe exploite ainsi 261 MW bruts de capacité solaire au Chili.

Israël

En Israël, EDF Renouvelables a mis en service cinq centrales solaires photovoltaïques totalisant 101 MWc de capacité installée : les centrales solaires Mashabai Sadeh (60 MWc), Melfasim 2 (13,4 MWc), Peduyim (14,1 MWc), Kfar Maimon (6,7 MWc), Bitcha (7,4 MWc), situées dans le désert du Neguev. Le Groupe exploite désormais 17 centrales solaires en Israël, totalisant 295,1 MWc bruts de capacité solaire installée. Le Groupe a par ailleurs lancé la construction des centrales solaires de Timna (60 MW) et de Shoresh (27 MW).

Emirats Arabes Unis - Dubaï

EDF Renouvelables s'est allié au consortium mené par Masdar pour développer le projet « DEWA III » qui constitue la troisième phase (1 062 MW) de l'un des plus puissants projets de parc solaire au monde, le parc solaire Mohammed bin Rashid Al Maktoum, qui est développé en partenariat avec Dubai Electricity et Water Authority (DEWA) près de Dubaï.

La centrale sera mise en service en trois phases. En 2018, une première tranche de 266 MW (la phase A) a été mise en service et la construction d'une deuxième tranche de 394 MW (la phase B) a été lancée.

Égypte

EDF Renouvelables a 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 130 MWac. Situés dans le Sud de l'Égypte, 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 Renouvelables, 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 éoliens ou solaires du groupe EDF est également exercée pour compte de tiers. Dans le monde, EDF Renouvelables exploite 15,1 GW à fin décembre 2018 avec plus de 1300 experts, ingénieurs et techniciens répartis sur onze pays. EDF Renouvelables est un acteur historique de l'exploitation-maintenance sur l'Amérique du Nord, où elle gère près de 10,8 GW.

Ses positions se sont renforcées en Europe et dans le reste du monde pour dépasser les 4,4 GW à fin 2018.

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 Renouvelables s'est 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.

Depuis 2017, EDF Renouvelables détient, *via* sa filiale Reetec GmbH, une filiale spécialisée dans l'exploitation-maintenance de parcs éoliens en mer, la société allemande Offshore Wind Solutions GmbH (OWS). 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.

Par ailleurs, EDF Renouvelables détient plusieurs centres de maintenance en Europe : 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

France

Le Groupe intervient en qualité d'acteur intégré de la production photovoltaïque décentralisée et assure la conception, la réalisation et l'exploitation-maintenance des installations en toiture. Ainsi, EDF ENR, filiale à 100 % du Groupe, commercialise et installe des offres solaires photovoltaïques en France, chez des clients particuliers et chez les professionnels et les collectivités. Après avoir pris le virage de l'autoconsommation d'électricité avec l'offre « Mon Soleil & Moi » destinée à l'habitat individuel des particuliers, la Société a également lancé l'offre « Notre Soleil & 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 Renouvelables Technologies, filiale à 100 % d'EDF Renouvelables, 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, monolike, pour différents types d'application, de l'équipement résidentiel aux centrales au sol. Photowatt a annoncé début 2018 un projet de développement qui reposait 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 serait centré sur la production bas carbone de lingots et de plaquettes de silicium « wafers » de haute technologie. La capacité de production 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, 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'Ile-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.

États-Unis

Après l'acquisition en 2016 de la société Global Ressources Options, Inc. (groSolar), acteur spécialisé dans l'installation et la vente de centrales photovoltaïques pour les collectivités, les entreprises et les industriels, EDF Renouvelables Amérique du Nord a conclu en 2018 un partenariat stratégique avec EnterSolar, fournisseur de premier plan de solutions pour la production décentralisée d'énergie solaire aux clients commerciaux et industriels (C&I). Ce partenariat porte sur l'entrée d'EDF Renouvelables au capital d'EnterSolar à hauteur de 50 %. Il permettra aux deux entreprises d'offrir aux clients C&I la gamme la plus complète de solutions de production d'électricité décentralisée « derrière le compteur » et de capitaliser sur la forte croissance de la demande de solutions de production décentralisée émanant du secteur C&I.

Chine

En 2018 EDF Renouvelables a créé avec Asia Clean Capital (ACC), un des principaux développeurs en Chine d'installations photovoltaïques en toiture pour des entreprises locales et multinationales, une co-entreprise visant à construire et exploiter un portefeuille de projets d'énergie solaire répartie en toiture en Chine. La société commune s'appuiera sur la renommée locale d'ACC en tant qu'acteur clé du solaire réparti dans le pays et l'expertise internationale d'EDF Renouvelables dans le solaire réparti ainsi que dans les solutions d'autoconsommation pour les industriels.

Filière stockage

En 2018, le Groupe a lancé un Plan Stockage Électrique qui prévoit l'installation de 10 GW de nouveaux moyens de stockage au service de systèmes électriques d'ici à 2035, auquel EDF Renouvelables contribue.

EDF Renouvelables, au travers sa filiale EDF Renouvelables Technologies 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 alliée à un système de pilotage intelligent 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 Renouvelables développe des systèmes innovants de stockage aux États-Unis, au Royaume-Uni et en France.

En 2015, EDF Renouvelables avait annoncé la mise en service par sa filiale EDF Renouvelables Amérique du Nord 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 2018, EDF Renouvelables a mis en service l'installation de stockage par batterie d'une puissance de 49 MW, située sur le site de la centrale de West Burton B dans le Nottinghamshire au Royaume-Uni, dont elle avait remporté un contrat en 2016. Cette installation est le plus important projet du nouveau système de régulation de la fréquence qui sera déployé dans tout le Royaume-Uni. L'objectif est d'améliorer la stabilité du réseau électrique et de répondre rapidement aux fluctuations de la fréquence de ce réseau.

En 2018, EDF Renouvelables a également signé aux Etats-Unis deux contrats d'achat d'électricité d'une durée de 20 ans portant sur la réalisation du projet solaire Big Beau Solar + Storage, situé en Californie (*cf.* § Filière solaire photovoltaïque Amérique du Nord), et couplé à un système de stockage sur batteries de 40 MW (160 MWh).

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 Renouvelables.

1.4.2 ACTIVITÉS DE COMMERCIALISATION EN FRANCE

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 2018 s'est élevée à 478 TWh [(1)], en baisse de 0,8 % par rapport à 2017 en raison notamment de températures plus douces.

1.4.2.1.2 La concurrence

Depuis le 1er 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.

Depuis trois ans, le nombre de fournisseurs d'électricité actifs sur le territoire national hors fournisseurs historiques a pratiquement doublé passant de 24 fin 2015 à 43 au 30 septembre 2018 selon l'Observatoire des marchés de la CRE.

(1) Consommation brute ; source : Bilan électrique 2018 publié par RTE.

Au 30 septembre 2018, selon la CRE, les fournisseurs alternatifs disposaient d'une part de marché électricité de 18,2 % en volume sur le marché résidentiel et de 42,4 % sur le marché non résidentiel et d'une part de marché gaz en nombre de sites de respectivement 28,5 % et 43,2 %.

Sur les marchés du gaz et de l'électricité de nombreux fournisseurs proposent des offres aux entreprises et aux collectivités depuis le début des années 2000. Pour les clients Particuliers, la concurrence s'est notablement renforcée depuis 2017 avec le lancement dans la fourniture de gaz et d'électricité d'acteurs bien installés dans d'autres activités ou zones géographiques.

Pour approvisionner leurs clients, les fournisseurs alternatifs ont eu accès en 2018 à leurs propres capacités de production, au marché de gros de l'électricité ainsi qu'à l'ARENH pour environ 82 TWh. Au guichet de novembre 2018 la demande des fournisseurs alternatifs a atteint 132,98 TWh pour un volume d'ARENH à distribuer de 100 TWh. Voir aussi la section 1.4.3.3 « Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique (ARENH) ».

1.4.2.1.3 Les contrats aux tarifs réglementés de vente d'électricité

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 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 1er 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 ;
- à partir du 1er janvier 2018, le tarif de première nécessité proposé depuis le 1er 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).

Tarifs bleus - décisions du Conseil d'État du 18 mai 2018 et du 3 octobre 2018

Les décisions tarifaires de 2016 et 2017 ont fait l'objet de recours introduits devant le Conseil d'État par l'Anode et Engie au motif que les tarifs réglementés de vente de l'électricité dits « Tarifs bleu », concernant les particuliers et les professionnels n'étaient pas conformes au droit européen.

Statuant sur ces recours et par décisions du 18 mai et du 3 octobre 2018, le Conseil d'État admet dans son principe la possibilité de tarifs réglementés de vente d'électricité, en reconnaissant notamment qu'ils poursuivent l'objectif d'intérêt économique général de garantir aux consommateurs un prix de l'électricité plus stable que les prix de marché. Le Conseil d'État confirme que cet objectif ne peut être atteint par une intervention étatique moins contraignante qu'une régulation générale du prix de vente au détail de l'électricité et que la réglementation des Tarifs Réglementés de Vente (TRV) d'électricité garantit l'égal accès des entreprises d'électricité aux consommateurs et n'est pas discriminatoire.

En revanche, le Conseil d'État estime la réglementation disproportionnée s'agissant de sa durée, permanente, et de son champ d'application, qui inclut à ce jour les sites des grandes entreprises dont la puissance souscrite est inférieure à 36 kVA. Ces éléments justifient l'annulation partielle des décisions tarifaires des 28 juillet 2016 et 27 juillet 2017. La mise en œuvre de ces décisions appartient désormais au législateur qui prépare actuellement au travers de la future Loi Pacte les mesures législatives nécessaires.

Tarifs bleus - mouvements tarifaires

Depuis le 8 décembre 2015 conformément à la loi NOME (articles 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 TRV d'électricité. L'absence d'opposition de ces derniers dans un délai de trois mois vaut approbation.

S'agissant des mouvements tarifaires de 2018, la CRE, conformément à la loi NOME, a proposé au Gouvernement par une délibération du 11 janvier 2018 une évolution de + 0,7 % H.T. des tarifs bleus résidentiels et de + 1.6 % H.T. des tarifs bleus non résidentiels. Cette proposition, confirmée par une décision tarifaire du 31 janvier 2018, publiée au Journal Officiel le 1er février 2018 a été mise en œuvre le 1er février 2018.

Par la suite, le mouvement tarifaire de l'été 2018 a eu lieu également conformément à ce processus : compte tenu de l'évolution du TURPE au 1er août 2018 et en application du Code de l'énergie, la CRE a proposé dans une délibération du 12 juillet 2018 une évolution de -0,5 % H.T. des tarifs bleus résidentiels et de + 1.1 % H.T. des tarifs bleus non résidentiels. Par ailleurs, citant la décision du Conseil d'État du 18 mai 2018 détaillée supra, elle a également inclus dans sa délibération du 12 juillet 2018 la mise en extinction des tarifs bleus non résidentiels pour l'ensemble des sites des grandes entreprises, en suggérant une définition à utiliser pour déterminer le périmètre des grandes entreprises, basée sur le « décret n° 2008-1 354 du 18 décembre 2008 relatif aux critères permettant de déterminer la catégorie d'appartenance d'une entreprise pour les besoins de l'analyse statistique et économique ». La proposition de la CRE dans toutes ses composantes a été confirmée par une décision tarifaire du 27 juillet 2018, publiée au Journal Officiel le 31 juillet 2018 et a été mise en œuvre le 1er août 2018.

S'agissant des mouvements tarifaires 2019, la CRE a proposé au Gouvernement par une délibération du 7 février 2019 publiée le 12 février 2019 une évolution de +7,7 % HT des tarifs bleus résidentiels et non résidentiels. Cette proposition est motivée par la prise en compte des augmentations des coûts sous-jacents à la construction des TRV d'électricité, principalement les prix de gros de l'énergie et le prix des garanties de capacité, ainsi que les effets du mécanisme d'écrêtement de l'ARENH. La date de mise en œuvre n'est pas connue. Le Gouvernement dispose d'un délai de 3 mois pour s'y opposer.

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 de marché proposée par tout fournisseur, y compris EDF.

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. A ce titre, un commissionnement est versé par le distributeur à tout fournisseur qui offre un contrat unique à ses clients puisqu'il remplit ce faisant des obligations pour le compte du distributeur.

La qualité de la fourniture, qui est de la responsabilité du distributeur, est suivie régulièrement dans le cadre des contrats avec les distributeurs. EDF suit l'impact des coupures et de la qualité de la fourniture sur ses clients et leur satisfaction dans le but de travailler avec le distributeur dans une démarche d'amélioration continue (voir section 1.4.4.2.2 « Activités de distribution »).

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 30 millions de sites (hors outre-mer et Corse).

Sur le marché de l'électricité, les ventes d'EDF se sont élevées en 2018 à plus de 280 TWh hors cession aux ELD, ce qui représente une part de marché de presque 65 %.

EDF propose des offres de fourniture de gaz destinées à tous ses segments de clientèle. En 2018, EDF a commercialisé 31 TWh de gaz (contre 30,1 TWh en 2017), ce qui représente une part de marché de 6,6 % auprès de plus de 1,5 million de clients.

Au-delà des offres de fourniture d'électricité et de gaz, EDF accompagne ses clients en proposant des offres d'efficacité énergétique, et de nouvelles solutions énergétiques décentralisées. 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 d'un « *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 télécharger l'application mobile EDF & MOI et consulter la solution e.quilibre pour être accompagnés dans leurs actions visant à réduire leur consommation d'énergie.

Mis en place en 2006, le dispositif des certificats d'économies d'énergie (CEE) a évolué au 1er janvier 2018 : l'obligation nationale pour la quatrième période (2018-2020) a été fixée à 1 600 TWhc, dont 400 TWhc au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique. Cela constitue plus qu'un doublement par rapport à la précédente période (2015-2017), fixée elle à 700 TWhc, puis portée à 850 TWhc avec l'introduction des CEE précarité au 1er janvier 2016. EDF a rempli ses obligations pour la troisième période 2015-2017 et a renforcé en 2018 ses approvisionnements pour la 4e période lui permettant ainsi de couvrir ses obligations pour l'année.

Le groupe EDF souhaite être le partenaire de référence des territoires dans la transition énergétique, afin de répondre à leurs besoins dans leurs projets d'efficacité énergétique, de production d'énergies renouvelables locales ainsi que de développement d'éco-quartiers. Il est un acteur de premier plan dans le développement de la mobilité électrique *via* sa filiale IZIVIA.

Enfin, pour tous les clients, EDF fait de leur satisfaction un objectif prioritaire et obtient des résultats sur tous les segments : particuliers, entreprises et collectivités. Ces performances sont le résultat d'une culture de la satisfaction qui se traduit par des objectifs pour chacun des *managers* commerciaux jusqu'au plus haut niveau et l'existence du médiateur EDF (mediateur. edf. fr) pour accompagner les clients même dans leurs réclamations.

1.4.2.2.2 L'activité par catégorie de clients

1.4.2.2.2.1 Les clients Particuliers

À fin décembre 2018, EDF compte en France 24,5 millions de sites résidentiels en électricité et plus de 1,4 million de clients en gaz. Pour l'exercice 2018, le volume de ses ventes s'élève à 120,3TWh d'électricité et 13,4 TWh de gaz naturel.

EDF innove au quotidien et la satisfaction des clients Particuliers est une priorité : après un contact avec EDF, environ 9 clients sur 10 sont satisfaits de la relation, quels que soient le canal ou le motif de contact. Dans le rapport annuel du Médiateur de l'énergie, publié en mai 2018, EDF a d'ailleurs le plus faible taux de litiges, loin derrière ses principaux concurrents (1). L'expérience client offerte est à la fois numérique (espace client, t'chat, *web call back*, application mobile, solutions numériques, réseaux sociaux, etc.) et humaine. 5 000 conseillers, tous basés en France, sont à l'écoute des clients et leur apportent des conseils personnalisés. À fin octobre 2018, plus de 42 000 heures de formation ont été dispensées aux conseillers EDF sur le sujet de la relation commerciale et de la vente.

La fourniture d'énergies

EDF fournit de l'électricité au Tarif Réglementé de Vente (TRV) et avec une gamme complète d'offres de marché en électricité, complémentaires au TRV. En 2018, pour proposer toujours plus de choix aux clients Particuliers, EDF a élargi sa gamme d'offres de marché en électricité. L'offre « Vert Électrique Auto » a ainsi été lancée en janvier. Cette offre de fourniture d'électricité d'origine renouvelable est spécialement adaptée pour les clients qui rechargent leur voiture électrique ou hybride à leur domicile. C'est aussi une offre qui facilite la recharge en dehors du domicile, pour des déplacements en toute sérénité, grâce à une solution d'itinérance proposée par IZIVIA, filiale d'EDF., En octobre, EDF a également lancé « Digiwatt », sa première offre d'électricité en ligne, à -5 % du kWh hors taxes par rapport au tarif réglementé de vente. Cette offre innovante s'adresse aux clients qui veulent gérer leur relation avec EDF de façon autonome, en toute sérénité et à un prix attractif.

Par ailleurs, EDF compte plus de 1,4 million de clients fournis en gaz naturel en offres de marché. La gamme d'offres de marché en gaz d'EDF est composée de trois offres. L'offre « Avantage Gaz » propose un prix du kWh (hors taxes) fixe pendant quatre ans « Avantage Gaz Durable », en plus des caractéristiques de l'offre « Avantage Gaz », propose une compensation carbone du gaz consommé et le soutien à un programme de recherche sur le biogaz en France. Enfin, l'offre « Avantage Gaz Connecté » donne quant à elle aux clients la possibilité 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

EDF propose, en partenariat avec AXA, une gamme complète d'offres d'assistance, nommées « Solution Dépannage Confiance », déclinées en 3 options 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 commercialise 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).

EDF propose toute une palette de solutions pour aider ses clients à faire des économies d'énergie. La solution digitale e.quilibre, accessible pour tous les clients Particuliers d'EDF, permet de mieux comprendre et maîtriser sa consommation d'énergie et notamment de suivre sa consommation estimée d'énergie mois par mois, de la comparer à celle de l'année précédente et à celle de foyers similaires au sien ou encore d'identifier les appareils électriques qui consomment le plus. Des conseils personnalisés pour faire des économies d'énergie au quotidien sont également disponibles sur e.quilibre. Par ailleurs, les plus de 10 millions de clients EDF équipés d'un compteur Linky communicant peuvent, à condition qu'ils aient donné leur consentement, bénéficier d'une information au pas journalier et au pas de 30 minutes sur leur consommation d'énergie réelle, exprimée en kWh et en euros. Ils ont également la possibilité de se fixer un objectif de consommation en euros, et ainsi d'être alertés en cas de dépassement. En outre, les clients équipés d'un compteur Linky communicant peuvent accéder au « Fil d'Actu » de l'appli EDF & MOI. Grâce à cette « timeline », ils ont accès à des informations pour comprendre leur consommation et faire des économies d'énergie (impact météo, foyers similaires, part chauffage, éco-gestes adaptés, etc.).

Avec la plateforme en ligne « Electriscore », les internautes, qu'ils soient clients Particuliers d'EDF ou non, bénéficient d'une aide dans le choix de leurs appareils électroménagers pour optimiser leur consommation d'électricité.

En complément de ces solutions digitales, EDF propose des conseils d'économies d'énergie sur son site edf. fr, et dispose d'un réseau de « Partenaires Solutions Habitat » pour accompagner les Particuliers dans leur projet de rénovation énergétique de leur logement. Les Particuliers 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, EDF investit dans l'open innovation avec EDF Pulse & You, une plateforme numérique et collaborative de co-construction avec les internautes et les *start-up*. Depuis son lancement en mars 2016, 6 000 internautes se sont impliqués dans le développement de projets innovants, sous la forme de projets à tester et ont produit plus de 90 000 contributions.

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

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.prime-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.

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 3.2.3.2 « La mise en œuvre de solutions opérationnelles »).

1.4.2.2.2.2 Les clients du Marché d'affaires

EDF, sous ses marques EDF Entreprises et EDF Collectivités compte 1,5 million de clients. Les ventes d'électricité s'élèvent sur 2018 à 163 TWh au tarif réglementé de vente ou en offre de marché, et les ventes de gaz naturel à 17,7 TWh.

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.

(1) Source : Rapport annuel 2017 du Médiateur national de l'énergie.

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, 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. 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.

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 CO_2 ainsi que le *trading* de CO_2 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 dans la promotion des éco-gestes au travers de campagnes de sensibilisation. De plus, EDF Entreprises réalise des audits énergétiques auprès de ses clients pour les aider à mieux identifier les gains énergétiques possibles. Certifiées, les équipes d'EDF Entreprises assistent leurs clients dans la mise en œuvre de systèmes de *management* énergétique (ISO 50001).

EDF accompagne ses clients Entreprises et Collectivités dans leur volonté de s'engager directement dans la Transition énergétique en leur proposant des solutions d'autoconsommation photovoltaïque optimisées vis-à-vis de leur besoin d'électricité, avec une palette de services associés, tels que le financement, la maintenance, la supervision et le suivi de performance. EDF propose également à ses clients autoconsommateurs de nouvelles offres de complément de fourniture d'électricité spécialement adaptées à leur profil et leur permettant de maximiser leurs économies liées à l'autoproduction et le cas échéant au pilotage de leur consommation. Par ailleurs, EDF innove en expérimentant des services et dispositifs techniques destinés à faciliter l'organisation et la gestion d'opérations d'autoconsommation collective ; EDF est impliquée dans plusieurs opérations pionnières en France.

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. Après une très forte hausse de près de 10 points en 2017, la satisfaction globale moyenne sur l'ensemble des segments de clients d'EDF Entreprises se stabilise en 2018 à 89 % 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).

En tant qu'opérateur du secteur concurrentiel, le groupe EDF agit pour ces clients dans trois domaines :

- 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. ;
- par ailleurs, au titre de ses missions de service public, EDF est en charge de :
  - 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 2018, la satisfaction globale vis-à-vis d'EDF Collectivités est stable à 9 clients sur 10 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 2018, plus de 127 700 logements sociaux ont fait l'objet d'un accompagnement pour des travaux de rénovation. Par ailleurs, EDF propose des programmes CEE pour les collectivités (TEPCV ou dispositif « Watty à l'école », par exemple).

1.4.2.2.3 Pour une ville et des territoires durables

Les villes et territoires doivent concilier attractivité territoriale et développement responsable. EDF accompagne les acteurs du développement des territoires (collectivités, aménageurs, promoteurs industriels, etc.) pour identifier, les différentes solutions et services énergétiques possibles compte tenu des caractéristiques techniques et économiques des projets.

EDF a développé une gamme d'offres de conseil (Gamme Optim) permettant de concevoir un quartier bas carbone, de dresser une stratégie de rénovation d'un parc de bâtiment à partir d'une stratégie patrimoniale ou de construire un plan d'électrification de flottes de véhicules ou d'implantation de bornes ou des énergies renouvelables. Des actions de maîtrise de la demande en énergie sont aussi mises en œuvre, certaines s'inscrivant dans des programmes de Certificats d'Economies d'Energie.

En région, 45 directeurs de développement sont présents sur l'ensemble des territoires afin qu'EDF réponde au mieux aux besoins des métropoles, communautés urbaines, villes médianes, espaces ruraux.

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 (RGPD - Règlement Général sur la Protection des Données). En 2018, des travaux ont été menés pour mettre à jour la description des traitements des données clients, identifier leurs Responsables Opérationnels de Traitement (ROT) et mettre en place une instance biannuelle, - le Comité de protection des données - réunissant le Responsable de Traitement et les ROT.

L'ensemble des Conseillers clientèle du Marché Clients Particuliers et du Marché Affaires ont été formés afin de pouvoir répondre aux demandes d'exercice des droits des clients.

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.

L'accès aux données clients est subordonné à l'obtention d'une certification et à la signature d'une charte de bon usage.

Un soin particulier a également été porté à la mise en œuvre d'actions volontaristes. Un centre de Préférence Clients permet aux clients Particuliers de disposer d'une vision centralisée des consentements et des préférences et de gérer ces consentements depuis leur espace 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 [(1)] 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 475 contrats de concession, dont 50 sont à l'échelle d'un département.

L'année 2018 a été la première année du déploiement du nouveau modèle national de contrat de concession objet d'un accord signé le 21 décembre 2017 entre EDF, Enedis, la Fédération Nationale des Autorités concédantes et Régies (FNCCR) et France urbaine. Près d'une soixantaine de contrats de concession conformes à ce nouveau modèle ont été conclus au 31 décembre 2018, avec des syndicats départementaux d'énergie, des collectivités urbaines et des communes.

L'activité 2019 sera marquée par la poursuite du déploiement de ce nouveau modèle de contrat. Une organisation et des outils sont maintenus, 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 POUR EDF EN FRANCE

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 au contexte 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 [(2)] 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. 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'électricité et des combustibles (gaz, charbon, produits pétroliers) et du marché des permis d'émission de CO_2, 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.

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

Mis en œuvre depuis le 1er 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. 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 et comprend la livraison de l'électricité et des certificats de capacité associés.

Le volume maximal d'ARENH pouvant être cédé aux fournisseurs qui en font la demande pour couvrir le besoin de leurs clients finals est fixé à 100 TWh par an. Les modalités d'application de ce plafond sont définies par la CRE.

L'arrêté du 14 novembre 2016 a 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'Electricité Nucléaire Historique a modifié certaines des 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 2018, EDF a fourni 87,1 TWh pour couvrir les besoins des clients finals de ses concurrents dans le cadre de l'ARENH.

(1) Gestionnaire de réseau géré en toute indépendance.
(2) Source : RTE.

Par délibération n° 2018-222 du 25 octobre 2018, la Commission de régulation de l'énergie a fixé, en application des dispositions du Code de l'énergie, la méthode de répartition des volumes d'ARENH en cas de demande exprimée supérieure au plafond législatif. Cette décision dispose notamment qu'en cas de dépassement du plafond d'ARENH au guichet de novembre 2018, d'une part, l'écrêtement ne s'appliquera qu'aux nouvelles demandes d'ARENH formulées lors de ce guichet et, d'autre part, les filiales contrôlées par EDF seront écrêtées intégralement pour les volumes conduisant à un dépassement du plafond. Elle prévoit enfin que lesdites filiales pourront conclure avec la société mère des contrats répliquant le dispositif de l'ARENH ainsi que les conditions d'approvisionnement, notamment le taux d'écrêtement des fournisseurs alternatifs. Lorsqu'il est mis en œuvre, ce mécanisme de l'écrêtement conduit à renforcer le poids de la référence aux prix de marché dans la détermination des tarifs réglementés de vente (TRV) et, toutes choses étant égales par ailleurs, à en renchérir la composante énergie.

La demande des fournisseurs au guichet du 21 novembre 2018, qui s'est élevée à 132,98 TWh hors filiales EDF, ayant dépassé le plafond, EDF livrera 100 TWh d'ARENH en 2019 pour les besoins des clients finals de 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 »). A compter du 1er 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 1er 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.

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.

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 Énergie, 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, gestionnaires de réseaux gérés 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 1er juillet 2000 et filialisé depuis le 1er 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.

RTE est indirectement détenu à 50,1 % par EDF (*via* la société CTE) au 31 décembre 2018 et ses conditions spécifiques de gouvernance conduisent le Groupe à ne pas consolider RTE par intégration globale mais par mise en équivalence.

1.4.4.1.1 Gouvernance de CTE et de RTE

CTE

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

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.

RTE

RTE est une société anonyme à Conseil de surveillance et Directoire. 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 des actionnaires (trois représentants d'EDF, deux représentants de la Caisse des Dépôts et Consignations et un représentant de CNP Assurances) ;
- quatre membres élus par le personnel.

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

Par application du décret n° 2018-580 du 4 juillet 2018, RTE est désormais soumis au contrôle économique et financier de l'État et un Contrôleur général, nommé par arrêté, assiste désormais aux Conseils 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 (*Independant 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.

1.4.4.1.2.1 Bilan énergétique

Synthèse 2018

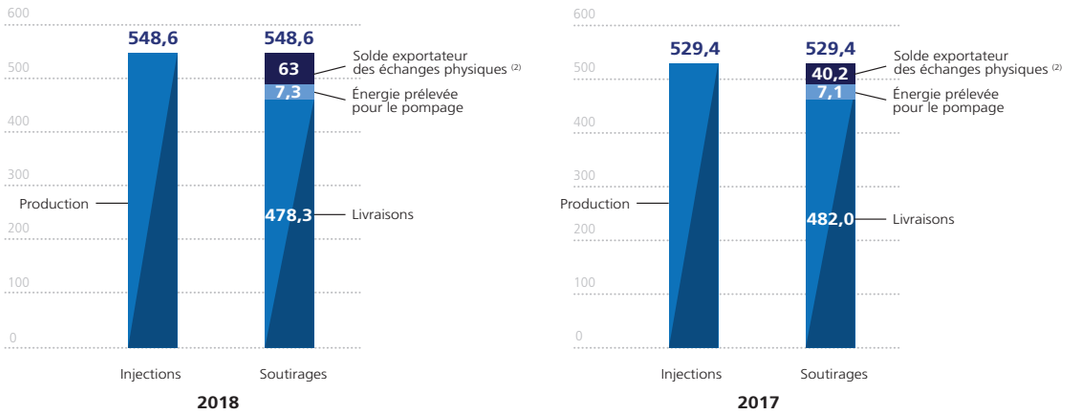
En 2018, la consommation brute s'établit à près de 478 TWh, soit -0,8 % par rapport à l'année précédente. Cette baisse s'explique par des températures globalement plus douces, surtout en tout début et en fin d'année, par une croissance économique moins soutenue qu'en 2017 et par des mouvements sociaux importants dans le transport ferroviaire au printemps. La consommation d'électricité atteint un pic de 96,6 GW le mercredi 28 février 2018 à 19 heures alors qu'une vague de froid tardive s'installe en France. Il s'agit de la 3e pointe de consommation la plus haute jamais enregistrée en France.

Hors secteur de l'énergie, la consommation corrigée des aléas climatique et des effets calendaires atteint 474 TWh en 2018, niveau stable par rapport à 2017 (-0,3 %). Les principaux facteurs structurels expliquant cette stabilisation sont l'évolution de la croissance économique moins soutenue qu'en 2017 et les effets de la maîtrise de la consommation.

La consommation de la grande industrie directement raccordée au réseau public de transport s'élève à 66,2 TWh. Ce volume est en baisse de 1,8 % par rapport à 2017, ce qui s'explique principalement par des mouvements sociaux importants dans le transport ferroviaire et par l'incident survenu sur le site d'un client industriel du secteur de la métallurgie.

Le temps de coupure équivalent (TCE) est un des indicateurs utilisés pour mesurer la qualité de l'électricité fournie par RTE. Les indicateurs de RTE sur la continuité d'alimentation en 2018 sont encore provisoires. Avec les éléments disponibles à date, le temps de coupure équivalent serait de 2 min 59 sec [1] pour le temps de coupure équivalent (l'objectif fixé par la CRE est de 2 min 48 s) et de 0,42 pour la fréquence de coupure (l'objectif fixé par la CRE est de 0,46).

Bilan simplifié des flux énergétiques sur le réseau de RTE [1]
En TWh



(1) Données 2018 provisoires (les données définitives du Bilan électrique 2018 seront disponibles sur le site de RTE en juillet 2019 : 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

Au 31 décembre 2018, la capacité installée éolienne atteint 15 108 MW. Il s'agit d'une hausse de 11,2 % par rapport à 2017. La production éolienne s'établit à 27,8 TWh en 2018 et progresse de 15,3 % par rapport à 2017. Cette augmentation s'explique non seulement par la croissance du parc mais aussi par des conditions météorologiques particulièrement favorables en 2018.

Avec 873 MW de puissance solaire nouvellement raccordée en France métropolitaine, la capacité totale du parc installé atteint 8 527 MW au 31 décembre 2018. Il s'agit d'une augmentation de 11,4 % par rapport à 2017. La production solaire, qui s'établit à 10,2 TWh en 2018, augmente de 11,3 % par rapport à 2017 tirant parti à la fois de la progression du parc installé et de conditions météorologiques favorables.

La France redevient le premier pays exportateur d'Europe

Le solde des échanges français s'établit à 60,2 TWh en 2018, en progression par rapport aux deux années précédentes. Le volume d'import est de 26,1 TWh, et celui d'export de 86,3 TWh. La France redevient le premier pays exportateur d'Europe.

La situation des échanges contractuels sur les différentes frontières est la suivante pour 2018 :

- Espagne : le solde des échanges avec l'Espagne reste très exportateur avec 12 TWh. Il est cependant en léger recul par rapport à l'an dernier, notamment du fait d'une meilleure production hydraulique dans la péninsule ibérique ;
- région Europe centrale et de l'ouest (Allemagne et Belgique) : alors que le solde était importateur les deux dernières années, la tendance s'inverse en 2018 avec un solde exportateur de 6,1 TWh. Ceci s'explique notamment par une meilleure disponibilité du parc nucléaire français, une production hydraulique française

(1) La valeur du temps de coupure équivalent pour 2018 peut évoluer après la publication de ce document suivant le classement de certains incidents de la fin d'année en événements exceptionnels.

abondante ainsi que les nombreuses indisponibilités des centrales nucléaires belges en fin d'année ;

- Italie : le solde des échanges avec l'Italie est toujours fortement exportateur. Il progresse avec 18,5 TWh. L'interconnexion est très majoritairement sollicitée dans le sens export avec seulement 330 pas horaires importateurs (soit moins de 4 % du temps) contre 452 en 2017 ;
- Suisse : le solde des échanges avec la Suisse progresse et s'établit à 10,6 TWh. Le mois de juillet est le seul mois importateur, les échanges étant usuellement plus équilibrés en été (lorsque la production hydraulique suisse est plus importante) ;
- Grande-Bretagne : le solde des échanges avec la Grande-Bretagne est exportateur à hauteur de 13 TWh, en progression par rapport à 2017 malgré des capacités d'échange limitées à 1 500 MW du 9 mars au 5 mai en raison de l'indisponibilité partielle de la liaison Interconnexion France-Angleterre (IFA) suite à un incident sur un câble.

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, de la réhabilitation ou du renouvellement des ouvrages, et du dépannage d'urgence.

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. Depuis 2018, RTE veille à pérenniser le réseau ainsi sécurisé.

1.4.4.1.2.3 Développement et réalisation de nouveaux investissements

Dans un contexte de transition énergétique qui est en train de modifier les fondamentaux du système électrique français, RTE fait évoluer ses activités pour préparer et accompagner ces grandes mutations : la croissance de la consommation n'est plus le moteur unique des investissements de RTE qui sont davantage voués à l'accueil des énergies renouvelables et le développement des interconnexions progressent. RTE développe également de nouvelles solutions pour rendre la gestion du réseau plus flexible à travers les technologies numériques, le stockage et les nouveaux usages.

RTE élabore chaque année un programme annuel d'investissements soumis à la CRE. En 2018, le montant total des investissements de RTE au périmètre régulé par la CRE s'est élevé à 1 447 millions d'euros. Les principaux investissements ont porté sur les travaux de construction de l'interconnexion à courant continu entre la France et l'Italie passant par la galerie de sécurité du tunnel du Fréjus, la poursuite des travaux de construction de la nouvelle interconnexion à courant continu entre la France et le Royaume-Uni « IFA 2 », la mise en service du projet « Cergy-Persan » qui consiste à sécuriser le Nord-Ouest de Paris et les projets de mobilité du Grand Paris en remplaçant le réseau actuel de 225 000 volts par une technologie de 400 000 volts et le lancement des travaux de raccordement du parc éolien en mer de Saint-Nazaire.

Par ailleurs, 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 2019 de RTE approuvé par le régulateur est de 1 642 millions d'euros. Le programme d'investissements 2019 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 l'intégration européenne des marchés et à la transition énergétique. Par exemple, il faut noter qu'à l'issue des renégociations des contrats des appels d'offres des parcs éoliens en mer entre les lauréats et l'État à l'été 2018, les dépenses pour les raccordements de ces projets au réseau électrique sont dorénavant à la charge de RTE.

En 2018, la base d'actif régulée (BAR) s'est accrue de 194 millions d'euros, passant de 14 119 millions d'euros au 1er janvier 2018 à 14 313 millions d'euros au 1er janvier 2019 (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, et 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 permettent d'assurer le transit de l'énergie d'un pays à l'autre, la sûreté de fonctionnement des réseaux de transport d'électricité et le développement du marché européen de l'électricité. Elles permettent 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.

RTE et Elia ont ensuite été progressivement rejoints par les gestionnaires de réseau de l'Europe de l'Ouest : National Grid (Royaume-Uni), Terna (Italie), 50 Hertz (nord-est de l'Allemagne), REN (Portugal), REE (Espagne) et récemment Eirgrid et SONI (Irlande).

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 1er janvier 2008. Sa dénomination sociale, ERDF à l'origine, est devenue Enedis le 1er juin 2016. Enedis dessert environ 95 % de la population métropolitaine continentale. Les 5 % restants sont desservis par des Entreprises Locales de Distribution (ELD).

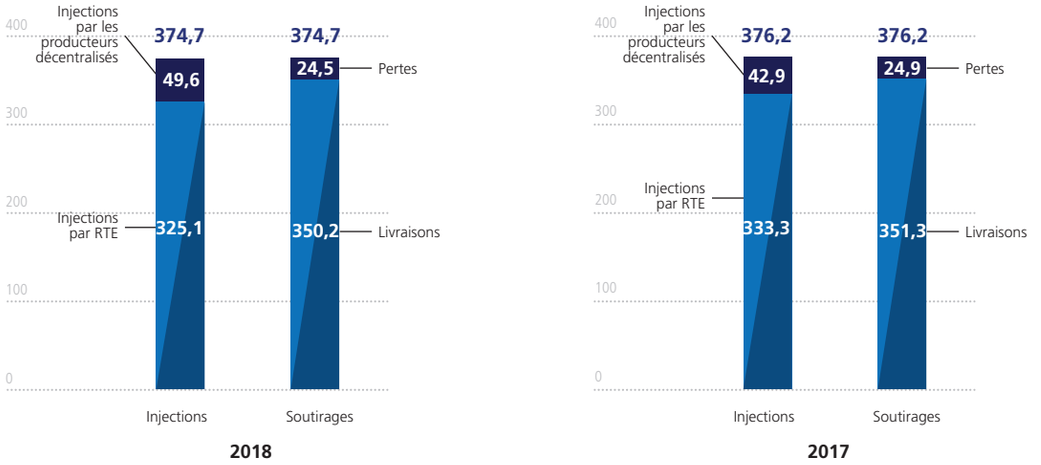
En 2018, Enedis a distribué l'électricité à plus de 36,5 millions de clients (points de livraison) et permis l'injection de 410 000 sites de production en France continentale grâce à un réseau d'environ 1,4 million de kilomètres.

Au 31 décembre 2018, Enedis employait 38 691 personnes.

(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).

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. Le volume des pertes constatées sur 2018 s'est élevé à 24,5 TWh (voir bilan électrique ci-dessus), soit un taux de 6,3 % [(1)]. Les pertes enregistrées dans les comptes, y compris régularisations d'exercices antérieurs sont de 1 100 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.

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 2018 d'environ :

- 644 901 kilomètres de lignes Haute Tension A (HTA) à 20 000 volts ;
- 721 000 kilomètres de lignes Basse Tension (BT) à 400 volts ;
- 2 242 postes sources HTB/HTA ;
- 787 492 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. Un nouveau Commissaire du Gouvernement a été nommé par arrêté en date du 25 octobre 2018.

Le 1er 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 permet 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).

(1) Ce taux est désormais calculé en rapportant les pertes de l'année aux injections brutes avant déduction des refoulements vers le réseau de transport

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. 2 224-31 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 2018, 3 998 millions d'euros ont été investis par Enedis, dont 1 464 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 705 millions d'euros en 2018. Au total, près de 4,7 milliards d'euros ont été investis en 2018 en France continentale sur les réseaux de distribution.

INVESTISSEMENTS BRUTS D'ENEDIS

(en millions d'euros)	2018	2017
Raccordements et renforcements	1 464	1 411
Obligations réglementaires, sécuritaires et de voirie	415	402
Outils de travail et moyens d'exploitation	347	363
Modernisation du réseau (1)	1 772	1 591
TOTAL INVESTISSEMENTS ENEDIS	**3 998**	**3 767**
REMISES D'OUVRAGES PAR LES TIERS ET COLLECTIVITÉS (2)	**705**	**721**
TOTAL INVESTISSEMENTS SUR LE RÉSEAU	**4 703**	**4 488**

(1) Dont Linky : 792 millions d'euros en 2018 et 612 millions d'euros en 2017 (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 I 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, notamment en effectuant des travaux d'élagage. Le montant réalisé en 2018 s'élève à 325 millions d'euros en 2018 (contre 327 millions d'euros en 2017).

La qualité de la desserte

La qualité de la desserte constitue un objectif majeur d'Enedis. En 2018, le temps moyen de coupure hors incidents transport et hors incidents exceptionnels est de 64 minutes, ce qui constitue un bon résultat pour une année marquée par les aléas climatiques fréquents et intenses. 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 la 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 2018, la FIRE a été mobilisée à cinq reprises : la tempête Eleanor du 4 janvier qui impacte le Nord de la France, les inondations de mi-janvier au début février qui touchent l'Ile-de-France, les orages du 4 juillet qui ont impacté la partie Sud-Ouest de la France et des épisodes canicule entre fin juillet et mi-août subis par l'Ile-de-France et la partie sud de la France, ainsi que les épisodes de neige collante des 29 et 30 octobre. 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 2018, on constate une reprise des raccordements photovoltaïques avec 825 MW d'installations photovoltaïques nouvelles raccordées (contre 755 MW à fin 2017). Le développement de la production éolienne raccordée au réseau public de distribution se poursuit également, et 1 360 MW raccordés en 2018 (contre 1 300 MW en 2017).

À fin 2018, le parc de production photovoltaïque et éolien raccordé au réseau opéré par Enedis est d'environ 20,4 GW, composé respectivement de 7,4 GW de centrales photovoltaïques et de 13 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 (2,5 GW), le biogaz, la biomasse, le thermique fossile dispatchable. Au total, à fin 2018, le parc de production raccordé à Enedis est d'environ 26,3 GW.

Plus de 19 200 installations photovoltaïques ont également été raccordées en autoconsommation en 2018, ce qui représente près de 80 % 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 1er juillet 2007.

65 fournisseurs d'électricité, opérant sur le marché français, sont en 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 s'accroît notablement, aussi bien pour les puissances souscrites supérieures à 36 kVA depuis la suppression des tarifs réglementés de ventes fin 2016, que désormais pour les puissances souscrites inférieures à 36 kVA. Plus d'une centaine de nouveaux acteurs tiers susceptibles d'exploiter les données de consommation des clients sur autorisation de ces derniers contribuent à la dynamique du marché.

Concessions

Au 31 décembre 2018, Enedis est co-concessionnaire avec EDF de 475 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 désignée 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 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. Le nouveau modèle de contrat entériné par cet accord réaffirme les principes du modèle concessif français : service public, solidarité territoriale et optimisation nationale, tout en tenant compte des enjeux de la transition énergétique. L'officialisation de ce nouveau modèle a ouvert la voie à une modernisation dans la durée de la relation d'Enedis avec les autorités concédantes. Dès 2018, des renouvellements de contrats de concession ont pu être finalisés et de nouvelles négociations ont été engagées dans la perspective de renouveler l'ensemble des contrats en cours avant fin 2021. Au 31 décembre 2018, près de 60 contrats de concession ont ainsi pu être renouvelés sur la base du nouveau modèle. En outre, une soixantaine d'autorités concédantes se sont d'ores et déjà engagées formellement à renouveler leur contrat sur cette base au plus tard en 2021.

Conformément à l'article L. 334-3 du Code de l'énergie, les contrats de concession conclus ou modifiés depuis la création d'Enedis (sous son ancienne dénomination d'ERDF) sont 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 ». Les autres contrats de concession en cours sont réputés signés selon les mêmes principes.

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.

En mars 2018, Enedis et GRDF ont décidé la création de deux entités mixtes : l'UONRH-MS regroupant les activités de contrat de travail, études et médico-social et l'OIT, l'Opérateur Informatique & Télécom regroupant toutes les activités de téléphonie et de bureautique. La mise en place de ces deux entités mixtes prend effet au 1er janvier 2019.

Pour Enedis, les autres activités supports (des domaines Véhicules & Engins, Contentieux et Assurance, Formation et Recrutement, et Achats tertiaires) sont regroupées au sein d'une Direction des Services Supports.

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 continue de déployer 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. Ces derniers ont mis en place en 2018 des offres contractuelles nouvelles rendues possibles par la mise en place de Linky à grande échelle (tarifs différenciés, moins élevés, pour l'utilisation par exemple d'électricité dite « verte » produite à partir de panneaux photovoltaïques par exemple). La mise à disposition des clients, grâce à Linky, de courbes de consommation d'électricité à la journée, à la semaine ou au mois, favorise la maîtrise de l'énergie et est un levier concret et attendu par les pouvoirs publics de la transition énergétique.

Suite à une expérience réussie et validée par les pouvoirs publics, Enedis a lancé le 1er décembre 2015 la première tranche du déploiement généralisé des compteurs Linky qui représente un montant total d'investissements de 4 045 millions d'euros [(2)] sur la période 2014-2021.

(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) Les coûts à terminaison du programme ont été revus à la baisse, de 4 455 à 4 045 millions d'euros sur la période 2014-2021, après prise en compte des prix des derniers marchés de matériels (compteurs concentrateurs) et de prestation de pose signés.

À fin 2018, les investissements cumulés (2014-2018) déjà réalisés sont de 1 911 millions d'euros, pour 15,6 millions de compteur Linky installés (y compris compteurs de l'expérimentation), dont plus de 13,7 millions ouverts à tous les services.

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.

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 dès 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* a mis en œuvre un « socle réseau » en 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.).

Enedis va poursuivre en 2019 la modernisation du réseau, afin de faciliter l'accueil des énergies renouvelables et d'accompagner l'ensemble des acteurs du système électrique.

Assurer la mutation digitale et la gestion des données

Le programme numérique engagé depuis 2014 par Enedis est arrivé à maturité. Basé sur quatre volets : la gestion de l'infrastructure (télé-conduite, maintenance prédictive etc.), 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. Il permet notamment de 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'ensemble des territoires et les citoyens

L'autoconsommation, l'autoproduction, 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 etc.), 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 s'appuient sur de nombreuses startups. Enedis « fertilise » ces projets et ces développements avec ses propres recherches et innovation dans le domaine des *smart grids* et des data notamment. En 2018, Enedis a également retenu dans son plan de développement stratégique l'ambition d'être un partenaire industriel de référence pour tous les acteurs de la mobilité électrique afin de co-construire les solutions permettant son développement à grande échelle.

En effet, l'intégralité des bornes de recharge va être directement ou indirectement raccordée au réseau de distribution dont Enedis assure le développement et l'exploitation. Dans le défi collectif que constitue la mobilité électrique, la contribution d'Enedis est attendue de la part de l'ensemble des acteurs, en particulier par les collectivités territoriales et les industriels dont Enedis est partenaire au quotidien.

Se tourner vers l'international

Dans le domaine des *smart grids*, Enedis est passé en quelques années du 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. La Belgique, l'Égypte, l'Indonésie et l'Inde ont retenu des solutions portées par Enedis et son expertise.

Enedis continue à accompagner 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-up*, universités ou instituts de recherche, etc.).

Aujourd'hui, l'ambition de l'équipe française des *smart grids* est de maintenir son *leadership* en Europe, et de rayonner dans le reste du monde.

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 : 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, ainsi que plusieurs îles du Ponant (Sein, Ouessant, Molène).

L'organisation d'EDF dans ces territoires repose sur deux structures :

- la Direction des Systèmes Énergétiques Insulaires assurant au quotidien l'équilibre entre offre et demande, gérant l'ensemble des réseaux et exerçant une activité de commercialisation sans concurrence, orientée par une politique active d'efficacité énergétique ;
- la filiale EDF Production Électrique Insulaire en charge de la construction et de l'exploitation des nouveaux moyens de production.

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 le budget de l'État (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 2018	
	Total	dont Corse
Effectif [1]	3 457	762
Nombre de clients	1 166 994	259 914
Longueur réseaux *(en km)*	37 348	11 951
Puissance nette installée du parc *(en MW)*	2 058	574
dont parc hydraulique et autres renouvelables	*437*	*204*
dont parc thermique [1]	*1 621*	*369*
Production [1]*(en GWh)*	5 928	1 388
dont production hydraulique	*1 682*	*569*
Achats d'énergie auprès des tiers *(en GWh)*	3 762	894
dont énergies renouvelables, y compris bagasse	*1 377*	*278*
dont autres énergies	*2 385*	*615*
TOTAL DE L'ÉNERGIE PRODUITE PAR EDF ET ACHETÉE AUPRÈS DES TIERS	**9 690**	**2 281**

(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 2017 et 2018.

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, EDF développe dans ces territoires une action volontariste de maîtrise de la demande en énergie (MDE) en collaboration avec l'ensemble des acteurs institutionnels (représentants des services de l'État, de la collectivité, Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie, institutions locales, etc.).

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 les PPE des territoires, 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. Deux autres projets sont en cours de préparation, en Corse et en Guyane.

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 92 millions d'euros dans le domaine de la production d'électricité des SEI en 2018.

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, et le raccordement d'un nombre croissant d'installations de production, conduisent le groupe EDF à poursuivre le renforcement des réseaux électriques.

EDF a ainsi investi 201 millions d'euros dans le domaine des réseaux en 2018.

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 et 2050 pour la Corse.

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.

EDF contribue également à faire progresser les capacités techniques d'insertion des énergies renouvelables intermittentes dans les SEI, en proposant des évolutions de leurs spécifications techniques, en adaptant le système électrique pour le rendre plus robuste aux perturbations, en développant des techniques de mesure communicantes. EDF est également porteur de trois projets de batteries 5 MW pour assurer une fonction de soutien au réseau en cas d'aléa, parmi un ensemble de projets de stockage sélectionnés en 2018 par la CRE.

Des travaux sont également en cours pour faire émerger des micro-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'ile de Sein, permettant une alimentation 100 % d'origine renouvelable pendant plusieurs heures par jour ; une partie du cirque de Mafate à la Réunion est alimentée par de la production solaire avec une batterie et un stockage hydrogène. Plusieurs autres projets sont en cours, notamment pour des zones isolées dans les communes de l'intérieur de Guyane (Maripasoula, Papaicthon, Saint Georges de l'Oyapock).

Dans les systèmes insulaires, l'efficacité énergétique est un levier essentiel de la transition énergétique. EDF contribue à l'élaboration et à la mise en œuvre de la stratégie territoriale de maîtrise de la demande d'énergie (MDE), dont un des outils principaux sont les aides publiques à l'équipement (600 millions d'euros validés par la CRE pour la période 2019-2023). EDF promeut activement les opérations de MDE financées par ces aides vers tous les segments de clientèle, grâce notamment au label Agir Plus.

EDF a engagé le déploiement dans les départements d'outre-mer (hors Mayotte) et en Corse, de 1,2 millions de compteurs numériques d'ici fin 2023. Cela représente un investissement de 268 millions d'euros. Ces compteurs numériques contribueront à moderniser profondément la relation aux clients et à amplifier les leviers de la transition énergétique. A fin 2018, plus de 115 000 compteurs ont été posés.

Phase de reconstruction suite aux aléas climatiques extrêmes de 2017

Le cyclone Irma a touché les iles de St Martin et de St Barthélemy le 6 septembre 2017. Les moyens de production ont été relativement épargnés. La reconstruction des réseaux électriques a été entamée en 2018 ; 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 Électricité Réseaux exerce les activités de gestionnaire du réseau de distribution d'électricité. Strasbourg Électricité 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 1er mai 2017.

1.4.4.4.2 Commercialisation

ÉS Énergies Strasbourg est la filiale de commercialisation d'ÉS.

À fin 2018, ÉS Énergies Strasbourg fournit en énergies plus de 545 000 clients en électricité (y compris renouvelable) et 113 000 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 1er 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 réalise par exemple l'exploitation et la maintenance de la centrale biomasse de Strasbourg située au Port du Rhin, 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.

En 2018, des travaux de rénovation et d'extension du réseau de chaleur de Strasbourg centre ont été réalisés à la fois pour sécuriser les installations et permettre d'alimenter de nouveaux quartiers.

1.4.4.4.4 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.

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 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). Le premier forage a été achevé en décembre 2018. Le deuxième forage est planifié début 2019 pour une mise en service de la centrale en 2020.

À l'été 2018, ÉS a réalisé une cartographie 3D du sous-sol dans le nord de l'Alsace sur un périmètre de 200 km², une première en France à cette échelle. Cette cartographie permettra d'identifier les emplacements les plus propices à l'installation de futures centrales.

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.

1.4.5 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 et EDF Trading (voir 1.4.6.3 « Optimisation et trading – EDF Trading »).

Le Groupe opère également dans le secteur de l'exploration-production de pétrole et de gaz en mer du Nord *via* 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 ») et dans la filière de valorisation des déchets *via* Dalkia Wastenergy (voir 1.4.6.1.1 « Dalkia »).

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 et, dans une moindre mesure, le développement et l'exploitation de projets renouvelables en joint-venture avec EDF Renouvelables.

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 centrales à charbon et à gaz et de ses centrales de cogénération.

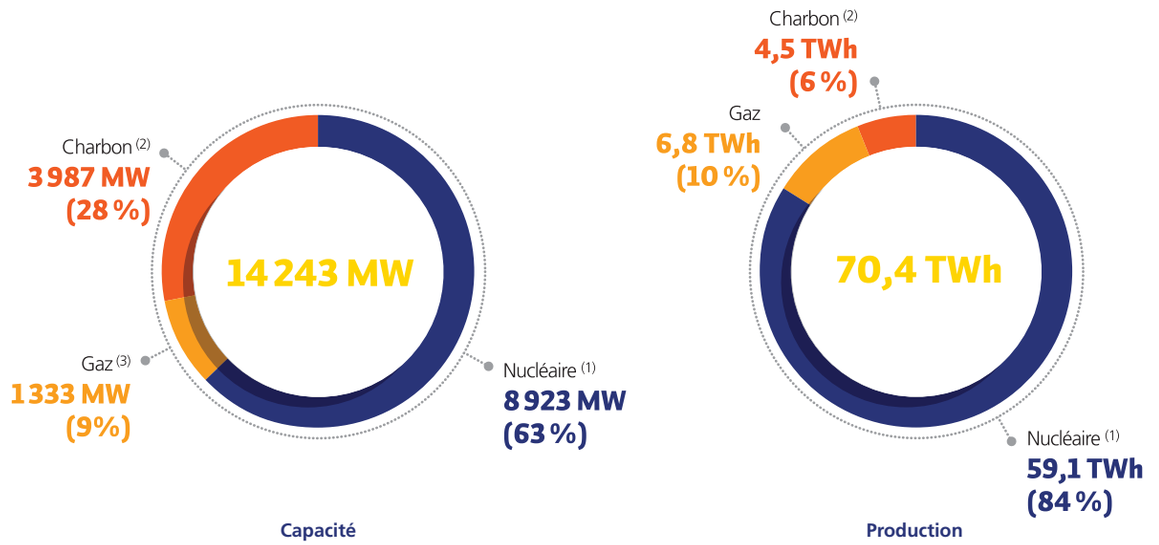
L'entreprise fournit du gaz et de l'électricité à 5,27 millions de comptes clients professionnels et résidentiels et s'est imposée comme le premier fournisseur d'électricité de Grande-Bretagne en termes de volume.

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 participe au chantier de construction de la centrale Hinkley Point C dans le Somerset (EDF détenant 66,5 % et CGN 33,5 %), et développe d'autres projets de Nouveau Nucléaire à Sizewell (EDF détenant 80 % et CGN 20 % au stade du développement), dans le Suffolk, et à Bradwell (EDF détenant 33,5 % et CGN 66,5 %), dans l'Essex.

La société compte environ 12 300 salariés répartis sur ses différents sites à travers le pays.

En 2018, la production totale d'électricité globale au Royaume-Uni était d'environ 289 TWh et la fourniture d'électricité proche de 259 TWh (la différence correspondant principalement aux pertes sur les réseaux de transport et distribution). Le volume total de gaz fourni aux clients particuliers au Royaume-Uni s'est élevé à 311 TWh en 2018.

Capacité installée et production d'EDF Energy - 2018



(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.

EDF Energy	31/12/2018	31/12/2017
Électricité fournie (1) *(en GWh)*	43 939	43 769
Gaz fourni *(en GWh)*	28 944	27 879
Nombre de comptes clients résidentiels *(en milliers)* (2)	4 945	5 160
Nombre de salariés (3)	12 292	12 797
Taux global d'accidents déclarés (4)	1,12	0,59

(1) Électricité fournie au client final comprenant l'ajustement pour énergie en compteur de l'année N - 1.
(2) Données à la fin de l'exercice.
(3) Effectif fin de période, y compris les salariées en congé maternité.
(4) 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

Vue d'ensemble

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. EDF Energy s'inscrit ainsi pleinement dans la stratégie CAP 2030 du groupe EDF et est guidée 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, tout en leur garantissant un service d'excellence et un confort optimal. 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. En réponse au plafonnement temporaire des prix mis en place par le gouvernement britannique pour les clients particuliers bénéficiant des tarifs variables standard, EDF Energy poursuit ses efforts en matière d'efficacité et explore de nouvelles options visant à développer son activité. EDF Energy développe également de nouveaux services et de nouvelles sources de revenus en réponse aux opportunités du marché en matière de flexibilité et d'électrification de l'économie. Avec la co-entreprise de services énergétiques créée avec Dalkia, et notamment la société Imtech, ainsi que les nouvelles capacités comme la plateforme de flexibilité *Powershift*, EDF Energy entend également 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.

En matière de production énergétique, l'objectif d'EDF Energy est de créer de la valeur au travers de ses activités actuelles et nouvelles.

EDF Energy cherche à sécuriser la valeur créée par ses actifs nucléaires, charbon et gazier 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 nucléaires refroidis au gaz (RAG) pour une durée moyenne de 8 ans. 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 visera à optimiser la valeur de fin de vie de ces réacteurs et à 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 sur le marché de capacité britannique.

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. Un autre

projet de nouvelle centrale nucléaire reprenant la technologie chinoise « UK HPR1000 » de CGN est en cours d'élaboration à Bradwell, dans l'Essex.

En partenariat avec EDF Energy Renewables au Royaume-Uni (co-entreprise créée avec EDF Renouvelables), EDF Energy poursuit le développement de projets de production d'énergies renouvelables de nouvelle génération, notamment le projet *offshore* de Neart Na Gaoithe d'une capacité de 450 MW dont le groupe a fait l'acquisition en 2018, situé au large des côtes de l'Écosse orientale. Le nouveau projet de stockage sur batteries de 49 MW à West Burton B est désormais opérationnel et répond aux besoins de National Grid en termes de régulation de fréquence. D'autres projets dans le domaine de la flexibilité sont également étudiés. En juin 2018, EDF Renouvelables a signé un nouveau partenariat avec Dalmore Capital Limited et Pensions Infrastructure Platform pour la cession d'une participation minoritaire de 49 % dans 24 de ses fermes éoliennes (pour environ 550 MW). EDF Energy continuera à acheter la totalité de l'électricité produite et les certificats du programme d'obligation de recours aux énergies renouvelables (*Renewable Obligation Certificates*) générés par les fermes éoliennes à des conditions de marché standards.

Réglementation

Brexit et Traité Euratom

Le Royaume-Uni a voté en faveur de la sortie de l'Union européenne le 23 juin 2016. La livre sterling s'est par conséquent affaiblie, non sans répercussions sur le taux de change euro/livre. Une poursuite de l'affaiblissement de la livre sterling est à prévoir en cas de Brexit « sans accord ». Voir aussi dans la section 2.1.2 « Risques liés au contexte concurrentiel et général », le facteur de risque intitulé « Description 2H : La sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne est susceptible d'avoir un effet négatif sur les conditions économiques globales, les marchés financiers et les activités d'EDF. ».

Le Conseil européen du 25 novembre 2018 a approuvé l'Accord de retrait et la Déclaration politique fixant les relations futures entre l'Union européenne et le Royaume-Uni après la sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne et d'Euratom. L'énergie et le nucléaire civil sont mentionnés dans la Déclaration, de sorte que tous deux figureront sur la liste des priorités dans les négociations sur les relations futures. Le volet nucléaire civil de la Déclaration politique comprend un engagement en faveur d'un accord de coopération nucléaire de grande envergure entre Euratom et le Royaume-Uni.

Avant tout mise en œuvre des décisions relative au Brexit, l'Accord devra être approuvé par la Chambre des communes.

Le Groupe a examiné l'impact de la sortie du Royaume-Uni du Traité Euratom (« Communauté européenne de l'énergie atomique ») (ainsi que les questions plus larges concernant le Brexit). Un exercice complet d'évaluation de l'impact à l'échelle de l'entreprise a conduit à l'élaboration et à la mise en œuvre d'un certain nombre de mesures d'atténuation nécessaires pour faire face aux principaux risques, en mettant particulièrement l'accent sur un scénario « sans accord ».

Le gouvernement britannique a également bien progressé dans le traitement d'un certain nombre de questions clés importantes pour le secteur nucléaire civil qui doivent être traitées au niveau national, incluant :

- le Royaume-Uni et l'Union européenne sont parvenus à un accord sur l'ensemble des questions relatives au retrait d'Euratom ;
- la création de garanties nucléaires spécifiques au Royaume-Uni ;
- des accords de coopération nucléaire avec les États-Unis, le Canada et l'Australie et un nouvel accord de coopération nucléaire avec le Japon d'ici fin mars 2019.

Combinées, les mesures d'atténuation prises par le gouvernement britannique et EDF devraient permettre de faire face aux potentiels impacts les plus graves découlant du retrait d'Euratom et du Brexit au sens large. Le Brexit pourrait notamment avoir comme impact l'imposition de barrières tarifaires et non tarifaires et le risque de retards dans les ports/aéroports perturbant les chaînes d'approvisionnement (ce qui pourrait avoir une incidence sur la performance des centrales et le calendrier de construction de Hinkley Point C), ainsi que la capacité d'accéder à une main-d'œuvre qualifiée, notamment pour la construction de Hinkley Point C. En ce qui concerne la mobilité de la main-d'œuvre, le gouvernement britannique a récemment publié des propositions (un « livre blanc ») concernant le régime d'immigration britannique après le Brexit. De plus, le 29 janvier 2019, le gouvernement britannique a annoncé que, compte tenu du temps nécessaire pour mettre en œuvre le nouveau système d'immigration britannique (qui ne devrait pas débuter avant 2021), des mesures transitoires temporaires s'appliqueront à partir du 30 mars 2019. Cela signifie en pratique qu'il n'y aura que des changements limités concernant la mobilité de la main d'œuvre entrante au Royaume-Uni d'ici à début 2021.

Quoi qu'il en soit, le Royaume-Uni restera membre de l'Agence Internationale de l'Énergie Atomique (AIEA) et œuvre à assurer sa conformité aux normes internationales pertinentes avec les partenaires internationaux. Le Royaume-Uni a signé avec l'AIEA un nouvel accord de garanties bilatéral et volontaire qui devrait être ratifié d'ici le 29 mars 2019.

Marché de capacité

Le 15 novembre 2018, le Tribunal de la Cour de justice de l'Union européenne a statué en faveur de Tempus Energy contre la Commission européenne, annulant la décision de la Commission européenne de ne pas s'opposer au régime d'aides instaurant un marché de capacité au Royaume-Uni. En conséquence, le gouvernement britannique a suspendu le paiement des capacités aux producteurs. Le gouvernement a déclaré qu'il travaillera en étroite collaboration avec la Commission afin que le marché de capacité puisse être rétabli dès que possible. Dans l'intervalle, le gouvernement a demandé à *National Grid* et à la *Electricity Settlement Company* de continuer à exploiter le marché de capacité de manière normale (dans la mesure du possible) et a confirmé son intention d'organiser à l'été 2019 une enchère additionnelle de remplacement « T-1 » (pour livraison à l'hiver 2019/2020) qui accordera des « capacités conditionnelles » aux enchérisseurs retenus. Le gouvernement souhaite que les fournisseurs de capacités puissent bénéficier de paiements différés après la période de statu quo. Les paiements différés, qu'ils soient liés à des accords de capacités existants ou à de futures enchères, restent toutefois soumis à une autorisation en titre des aides d'État par la Commission européenne ; le 21 février 2019, la Commission européenne a annoncé le lancement d'une enquête approfondie sur le régime du marché de capacité britannique.

1.4.5.1.2 Activités d'EDF Energy

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. Comme en 2017, aucun événement majeur de sûreté n'est à déplorer en 2018 sur le parc d'EDF Energy.

En 2018, EDF Energy a déclaré 1 événement significatif pour la sûreté (ESS) de niveau 2 sur l'échelle INES [(1)] au titre d'un site RAG (aucun ESS de niveau 2 en 2017).

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 2018, la dose individuelle moyenne reçue par tous les employés des sites nucléaires existants d'EDF Energy a été de 0,058 mSv, la dose limite légale étant de 20 mSv par an. La dose individuelle la plus forte reçue en 2018 est de 7,2 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

(1) International Nuclear Event Scale.

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 début 2019. Les examens périodiques des réacteurs d'Heysham 2 et de Torness ont été soumis à l'ONR pour examen en 2019, une validation étant 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. 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.

DURÉE 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	Févr. 1976	47 ans	22 ans	2023	2017
Hunterston B	RAG	Févr. 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	Févr. 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) 2018	Production (2) (en TWh) 2017
Centrales électriques RAG			
Dungeness B	1 090	5,7	5,7
Hartlepool	1 185	8,1	9,3
Heysham 1	1 060	7,4	6,3
Heysham 2	1 240	8,9	10,3
Hinkley Point B	965	7,2	7,3
Hunterston B	985	3,8	7,3
Torness	1 200	8,6	8,9
Centrale électrique REP			
Sizewell B	1 198	9,4	8,8
TOTAL	**8 923**	**59,1**	**63,9**
FACTEUR DE CHARGE (3)		**76 %**	**82 %**

(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 59,1 TWh en 2018, soit 4,8 TWh de moins qu'en 2017 (63,9 TWh). La diminution de la production est en grande partie attribuable aux arrêts prolongés à Hunterston B pour les inspections du graphite et les études de sûreté, aux arrêts prolongés à Dungeness B pour remédier aux fissures dans les conduites de vapeur et à la corrosion dans les conduites d'eau de refroidissement, ainsi qu'à deux arrêts programmés supplémentaires en 2018.

Des arrêts programmés ont été réalisés sur le réacteur 1 de Hartlepool, le réacteur 2 de Heysham 1, le réacteur 7 de Heysham 2, le réacteur 4 de Hinkley Point B et le réacteur 2 de Torness. Un arrêt programmé lancé à Sizewell B en 2017 a été prolongé jusqu'en 2018 pour effectuer des réparations sur les générateurs de vapeur. L'unité a été remise en service le 31 janvier 2018.

Un arrêt programmé du réacteur 22 de Dungeness B a été lancé en août 2018, associé à un arrêt du réacteur 21 initié en septembre pour effectuer des travaux sur les systèmes communs. Ces arrêts ont été prolongés pour remédier aux fissures dans les conduites de vapeur et à la corrosion dans les conduites d'eau de refroidissement. Les unités devraient être remises en service au deuxième trimestre 2019.

Le réacteur 3 de Hunterston B a été arrêté en raison d'une inspection prévue du noyau en graphite en mars 2018. Suite à la découverte de nouvelles fissures de racines des rainures de clavette dans le noyau du réacteur à un rythme légèrement supérieur à celui modélisé dans le dossier de sûreté actuel, EDF Energy a pris la décision de maintenir le réacteur hors service pour effectuer des inspections et des travaux de sûreté supplémentaires. Une inspection du noyau en graphite du réacteur 4 de Hunterston B, prévue pour 2019, a également eu lieu plus tôt, en octobre 2018. Les unités devraient être remises en service au deuxième trimestre 2019.

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 a gestion des déchets radioactifs et 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 Nuclear Generation Limited assume le financement de certains passifs exclus ou non éligibles (principalement les passifs qui proviendraient d'une exploitation des centrales qui ne seraient 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.

1.4.5.1.2.2 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)* 2018	2017
Cottam	Nottinghamshire	1970	4	Charbon	2 000	2,7	3,1
West Burton A	Nottinghamshire	1970	4	Charbon et turbines au gaz à circuit (1)	1 987	1,8	1,7
West Burton B	Nottinghamshire	2013	3	Cycles Combinés Gaz	1 332	6,8	6,6
TOTAL	**Royaume-Uni**		**11**		**5 319**	**11,3**	**11,4**

(1) Cycle Combiné Gaz ouvert.

En 2018, les centrales au charbon de Cottam et de West Burton A ont produit 4,5 TWh d'électricité. Cela représente 0,3 TWh de moins par rapport à l'année précédente. Cette production demeure satisfaisante sur une période caractérisée par de faibles *dark spreads* et des arrêts au niveau de six des huit tranches charbon.

Le 7 février 2019, EDF Energy a décidé d'arrêter le 30 septembre 2019 la production sur le site de la centrale charbon de Cottam, après plus de 50 ans d'exploitation. Cette décision reflète l'évolution des conditions de marché et la volonté de décarboner activement la production d'électricité.

La centrale CCGT de West Burton B a généré 6,8 TWh d'électricité en 2018, soit une augmentation de 0,2 TWh par rapport à 2017. Cette production demeure satisfaisante eu égard à la volatilité des marchés, aux défis auxquels la centrale a été confrontée et aux trois arrêts temporaires effectués sur l'année.

EDF Energy exploite également deux sites de stockage de gaz à cycle court dans le Cheshire. Hill Top Farm a démarré ses activités à la mi-janvier 2015, avec le lancement commercial de trois cavités. L'exploitation commerciale d'une quatrième cavité a débuté en 2018. La dernière cavité devrait devenir opérationnelle en 2019. En 2018, il a été décidé de ne pas relancer l'exploitation commerciale de l'installation Hole House dans un avenir proche en raison des conditions de marché complexes associées à la nécessité imminente de réaliser d'importants investissements au sein de la centrale.

1.4.5.1.2.3 Division Clients

	31/12/2018	31/12/2017
Électricité fournie aux clients (en GWh)	43 939	43 769
Gaz fourni aux clients (en GWh)	28 944	27 879
Nombre de comptes clients particuliers en fin de période (en milliers)	4 945	5 160

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 2018, EDF Energy a fourni 11,65 TWh d'électricité et 28,78 TWh de gaz à sa clientèle de particuliers. Au 31 décembre 2018, EDF Energy détenait sur ce segment 3,003 millions de comptes clients électricité et 1,942 million de comptes clients gaz.

La concurrence

Les données les plus récentes (à fin octobre 2018) 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 27 % contre 20,6 % fin octobre 2017. Il y avait 62 petits et moyens fournisseurs à la fin octobre (hors marques blanches et Licence Lites).

EDF Energy comptait 4,945 millions de comptes produits fin décembre 2018, soit une baisse de près de 0,2 million de comptes depuis le début de l'année. La part de marché a légèrement diminué au cours des 12 derniers mois et s'établit actuellement à 9,6 % au 31 octobre 2018. Bien que la part de marché d'EDF Energy sur l'ensemble des comptes ait diminué de 0,46 %, ce recul soutient favorablement la comparaison avec la perte moyenne de part de marché de 0,92 % pour les autres grands fournisseurs, seul E.ON enregistrant une baisse moindre (0,3 %).

EDF Energy a remporté le transfert collectif de contrat de MoneySavingExpert en janvier 2018, gagnant ainsi 10 000 clients à un tarif fixe sur deux ans et poursuivant sa stratégie d'acquisition axée sur les transferts collectifs et les tarifs exclusifs.

Évolutions réglementaires

Plafond tarifaire par défaut

Le 6 novembre 2018, l'Ofgem a publié sa décision sur le plafond tarifaire par défaut, dont les principales caractéristiques sont les suivantes :

- introduction le 1er janvier 2019 ;
- s'appliquera à 11 millions de clients bénéficiant de tarifs par défaut au Royaume-Uni ;
- sera actualisé tous les 6 mois, pour s'aligner sur le plafond existant des compteurs prépayés ;
- s'appliquera au moins jusqu'à 2020, après quoi le gouvernement pourra le prolonger par périodes de 12 mois jusqu'à 2023 au plus tard.

Le plafond est de 1 137 £ pour les clients payant par prélèvement et de 1 221 £ pour les clients payant en espèces et par chèque, à consommation moyenne.

Péréquation du programme *Renewables Obligation*

Le 21 novembre 2018, l'Ofgem a confirmé un déficit de 59 millions de livres sterling dans le fonds de rachat du programme d'obligation de recours aux énergies renouvelables (*Renewables Obligation*) du gouvernement. Par ailleurs, il y a également un manque à gagner de 4 millions de livres sterling relatif aux paiements des fournisseurs au fonds de régularisation périodique des tarifs de rachat (*Feed-in Tariffs*). Ces manques à gagner déclencheront la mutualisation, ce qui signifie que les fournisseurs ayant honoré leurs obligations seront tenus de combler le manque à gagner.

Compteurs intelligents

EDF Energy reste déterminé à fournir des compteurs intelligents à tous les clients particuliers et PME qui souhaitent bénéficier de cette nouvelle technologie d'ici 2020. En 2018, EDF Energy a continué d'accroître ses effectifs sur le terrain et a installé environ 515 000 compteurs intelligents supplémentaires, dépassant ainsi l'objectif fixé pour cette année. Fin 2018, environ 24 % des clients d'EDF Energy concernés par ce déploiement étaient équipés de compteurs intelligents. En 2018, suite à la mise en place de l'infrastructure informatique et de communication nationale (DCC), les fournisseurs ont également pu commencer à installer des compteurs intelligents de deuxième génération. EDF Energy en a installé environ 36 000. EDF Energy prévoit d'achever la transition vers les compteurs intelligents de deuxième génération au 1er trimestre 2019, conformément à la date butoir fixée par le gouvernement.

Services aux clients particuliers

Au troisième trimestre 2018 le classement des fournisseurs d'énergie établi par *Citizens Advice Energy* a classé EDF Energy au troisième rang des principaux fournisseurs, derrière British Gas et SSE. EDF Energy occupait la 2e place au quatrième trimestre 2017, mais a obtenu une meilleure note de 3,95 sur 5 au troisième trimestre 2018, contre 3,7 au quatrième trimestre 2017. Dans le tableau global des 34 fournisseurs, EDF Energy est passé de la 9e place au quatrième trimestre 2017 à la 8e place au troisième trimestre 2018.

Tout au long de 2018, les clients sont restés très positifs à l'égard du service qu'ils ont reçu sur l'ensemble des canaux, avec un score de recommandation de fin d'année (moyenne octobre à décembre 2018) de + 53 pour nos modes de contact et une note de 4,2 sur 5 en matière de promotion de la transition numérique (*Digital Net Ease Score*). EDF Energy poursuit ses efforts visant à réduire les contacts inutiles avec ses clients, avec 68 % des transactions réalisées par les clients faisant appel au libre-service client.

Clients professionnels

En 2018, le segment professionnel a fourni un total de 32,3 TWh d'électricité, dont 1,9 TWh à destination de 203 434 comptes de petites et moyennes entreprises (PME) et 30,4 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 184,1 TWh, ce qui fait d'EDF Energy le plus grand fournisseur des clients 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. Le guichet d'octobre 2018 s'est bien déroulé et les marges en £/MWh ont augmenté par rapport au début de l'année.

Le segment « grandes entreprises » a réussi à augmenter son volume d'approvisionnement en direct en 2018 grâce à l'acquisition et à l'intégration de deux prospects stratégiques, Hanson et Manchester Airport Group. Cette réussite se traduit par une performance financière positive, avec une marge brute plus élevée en 2018 qu'en 2017. D'autres acquisitions clés conclues en 2018, notamment un autre cadre stratégique du secteur public (NEPO), ainsi qu'un certain nombre de renouvellements clés, soutiendront le volume du segment « grandes entreprises » en 2019.

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 au

moment de l'acquisition de British Energy. Les 80 % restants sont vendus au segment Optimisation des marchés de gros d'EDF Energy 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 2018, ces achats ont représenté environ 4,5 TWh.

La position nette de ventes d'EDF Energy sur les marchés de gros pour les volumes livrés en 2018 a été d'environ 17,4 TWh (y compris les ventes structurées). En 2018, EDF Energy a vendu environ 49,3 TWh et acheté 32,0 TWh.

Approvisionnement en gaz, charbon et obtention de droits d'émission de CO_2

Des contrats d'achat de gaz et de charbon (physiques et financiers) ainsi que de droits d'émissions de CO_2 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 2018, 29 % de l'approvisionnement en charbon d'EDF Energy provenait de fournisseurs nationaux et 71 % d'approvisionnements internationaux.

1.4.5.1.2.4 Division Nouveau Nucléaire

Activité Nouveau Nucléaire

Suite de la décision finale d'investissement (FID) prise par le Conseil d'administration d'EDF le 28 juillet 2016, EDF et China General Nuclear Power Corporation (CGN) ont signé les contrats définitifs relatifs à la construction de deux réacteurs EPR sur le site de Hinkley Point dans le Somerset (projet « Hinkley Point C » ou « HPC »). L'accord comprenait également un partenariat concernant le développement au Royaume-Uni de deux centrales nucléaires à Sizewell dans le Suffolk (projet « Sizewell C ») et à Bradwell dans l'Essex (projet « Bradwell B »).

La technologie EPR est déjà déployée dans les centrales de Flamanville en France (actuellement en construction et détenue à 100 % par EDF - voir section 1.4.1.2.1 « Projet EPR de Flamanville 3 ») et à Taishan en Chine (voir section 1.4.1.2.2 « Autres projets Nouveau Nucléaire - EPR de Taishan »). L'utilisation de la même technologie, bien qu'adaptée aux exigences réglementaires britanniques et aux spécificités du site d'Hinkley Point C, permettra de bénéficier d'un effet de série sur la standardisation de la conception, la construction et l'exploitation.

Hinkley Point C (HPC)

Financement

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.

Coûts du projet et calendrier

Suite à la décision finale d'investissement de septembre 2016, EDF a entrepris en 2017 un examen des coûts et du calendrier du projet HPC, dont les conclusions étaient les suivantes [1] :

- confirmation du jalon « J0 », à savoir l'achèvement de la coulée du premier béton de sûreté nucléaire du radier de la tranche 1 et prévu pour mi-2019 ;
- estimation des coûts à terminaison du projet à 19,6 milliards de livres sterling 2015, soit une hausse de 1,5 milliard en livres sterling 2015 [2] par rapport aux évaluations précédentes. Cette estimation suppose la réussite de plans d'actions opérationnels, notamment ceux en partenariat avec les fournisseurs. Les coûts additionnels estimés [3] s'expliquent principalement par une meilleure appréhension du design adapté aux exigences des régulateurs britanniques, par le séquencement et le volume de travail sur site, ainsi que par la mise en œuvre progressive des contrats avec les fournisseurs. Le taux de rentabilité prévisionnel (TRI) pour EDF est estimé à environ 8,5 % [4], contre 9 % [2] initialement ;
- estimation d'un risque de report de la livraison à 15 mois pour la tranche 1 et 9 mois pour la tranche 2. La matérialisation de ce risque induirait une potentielle hausse des coûts de l'ordre de 0,7 milliard de livres sterling 2015. Dans cette hypothèse, le TRI d'EDF s'établirait à environ 8,2 % [2].

En ce qui concerne le calendrier global, les équipes projet sont pleinement mobilisées et mettent en œuvre des 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 dépassements de budget ou à des retards ; ces accords sont protégés par une clause de confidentialité.

Avancement du projet

À fin 2018, le projet a confirmé l'objectif « J0 » fixé pour mi-2019 et a atteint les quatre objectifs fixés pour cette année :

- 1er objectif du projet : la construction de la galerie précontrainte de la tranche 1 est achevée ; les travaux au niveau de la tranche 2 sont en cours ;
- 2e objectif du projet : l'excavation de la tranche 1 a été réalisée ; elle accueillera la station de pompage d'eau de 54 m de haut ;
- 3e objectif du projet : le design du radier de l'îlot nucléaire de la tranche 1 a été livré, permettant le démarrage des travaux sur site ;
- 4e objectif du projet : la première coulée du béton du radier de l'îlot nucléaire de la tranche 1 a été réalisée. Cette étape nécessitait l'accord préalable de l'ONR, correspondant à la levée du point d'arrêt relatif au premier béton de l'îlot nucléaire. Cet accord a été obtenu le 8 novembre 2018, grâce notamment au gel du design définitif.

À fin 2018, les dépenses cumulées pour 100 % du projet s'élevaient à 6,8 milliards de livres sterling (en monnaie courante), hors intérêts intercalaires. Les travaux d'indentification des opportunités associées aux plans d'actions mentionnés ci-dessus se poursuivent.

Échanges avec l'Autorité de sûreté nucléaire au Royaume-Uni (ONR)

Les échanges avec l'ONR se poursuivent de manière continue.

Le prochain point d'arrêt de l'ONR concernera l'approvisionnement en carburant sur le site. Par ailleurs, l'accord de l'ONR sera nécessaire pour l'acheminement des premiers composants en provenance de Framatome.

Contrat pour Différence (*Contract for Difference* – CfD) [5]

Les risques de report de la livraison estimés à ce jour (15 mois pour la tranche 1 et 9 mois pour la tranche 2) sont inférieurs 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.

(1) Voir aussi le communiqué de presse du 3 juillet 2017 « Précisions sur le projet Hinkley Point C ».

(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).

(3) Net des plans d'actions.

(4) 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. Le taux de change au 31 décembre 2018 était de 1,12 euro.

(5) Les termes du contrat sont disponibles sur le site du gouvernement britannique : https ://www.gov.uk/government/publications/hinkley-point-c-documents.

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 de l'électricité.

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.

Le projet HPC est protégé contre la fluctuation des prix de marché de l'électricité pendant la durée du CfD.

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 du coût à terminaison du projet.

En termes de devises, il est important de noter qu'environ 1/3 des coûts du projet sont libellés en euros. Ceci expose tant le projet que le groupe EDF au taux de change euro/livre.

En cas d'affaiblissement de la livre face à l'euro, le coût du projet en livres augmente et son TRI baisse en conséquence. Au niveau du Groupe cela se traduit par une baisse du besoin de financement ramené en euros et donc de la dette du Groupe.

Compte tenu de l'horizon long terme de l'investissement dans le projet HPC, le groupe EDF déploie une stratégie progressive de couverture du risque d'appréciation de la livre dans son investissement HPC. Le TRI de l'investissement en euros reste, au-delà de la mise en service, dépendant des variations de la livre et de l'inflation anglaise (par rapport à la référence de juillet 2017) ; les recettes étant exprimées en livres et indexées à l'inflation.

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.

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

EDF et CGN ont signé le 29 septembre 2016, en même temps que les contrats HPC, les documents relatifs au capital du projet Sizewell C, en acceptant en principe de développer le projet Sizewell C dans le Suffolk, jusqu'à la décision finale d'investissement concernant la construction et l'exploitation de deux réacteurs EPR (3,2 GW), sous réserve d'un financement par des tiers.

Pendant la phase de développement précédant la décision finale d'investissement, la part d'EDF est de 80 % et celle de CGN de 20 %. Après la décision finale d'investissement, le projet n'a pas vocation à être contrôlé par EDF ; la participation d'autres investisseurs ou prêteurs devrait intervenir en temps voulu.

La décision finale d'investissement est prévue pour fin 2021.

Le développement du projet repose sur une stratégie de réplication de HPC. Le projet Sizewell C s'appuiera ainsi sur une technologie EPR et devrait aussi bénéficier du retour d'expérience de HPC et d'une chaîne logistique mature au Royaume-Uni.

Le 4 janvier 2019, le stade 3 des consultations a commencé : durant 3 mois, des réunions et interactions variées auront lieu avec la population, les autorités locales et les parties prenantes. Les sujets clés seront abordés, comme le transport, les possibilités de logement et l'étude d'impact sur l'environnement.

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 demande de 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 les deux sociétés élaborant le design britannique du Hualong.

Pendant la phase de développement, CGN a une participation de 66,5 % et EDF de 33,5 %.

En novembre 2018, le projet a entamé une nouvelle phase du processus d'approbation de la conception de la technologie nucléaire « UK HPR1000 », avec le démarrage de la troisième étape (sur quatre) de la procédure GDA (*Generic Design Assessment*).

1.4.5.2 Italie

1.4.5.2.1 Marché et présence du groupe EDF en Italie

L'Italie fait partie des quatre marchés clés d'EDF en Europe, avec la France, le Royaume-Uni et la Belgique.

Le Groupe est principalement présent en Italie au travers de sa participation de 97,446 % dans le capital d'Edison [(1)], acteur majeur des marchés italiens de l'électricité et du gaz, et marque italienne réputée.

Depuis 2016, Fenice, filiale détenue à 100 % par EDF et spécialisée dans les services énergétiques, est rattachée à Edison, en cohérence 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 et *via* la filiale italienne d'EDF Renouvelables.

1.4.5.2.2 Stratégie d'Edison

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 d'efficacité et de rentabilité en cohérence avec les priorités de CAP 2030.

Au cours de l'année 2018, Edison s'est concentrée sur la mise en œuvre de sa stratégie de transformation qui vise à poursuivre son repositionnement vers la production renouvelable à faible émission de CO_2 et le développement des services énergétiques sur le marché aval. En particulier :

- offre : Edison a l'objectif de renforcer sa position sur le marché italien en faisant preuve d'innovation dans son offre. En s'appuyant sur le positionnement fort de sa marque et sur une offre diversifiée (maison intelligente, mobilité, solaire résidentiel, etc.), 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 se

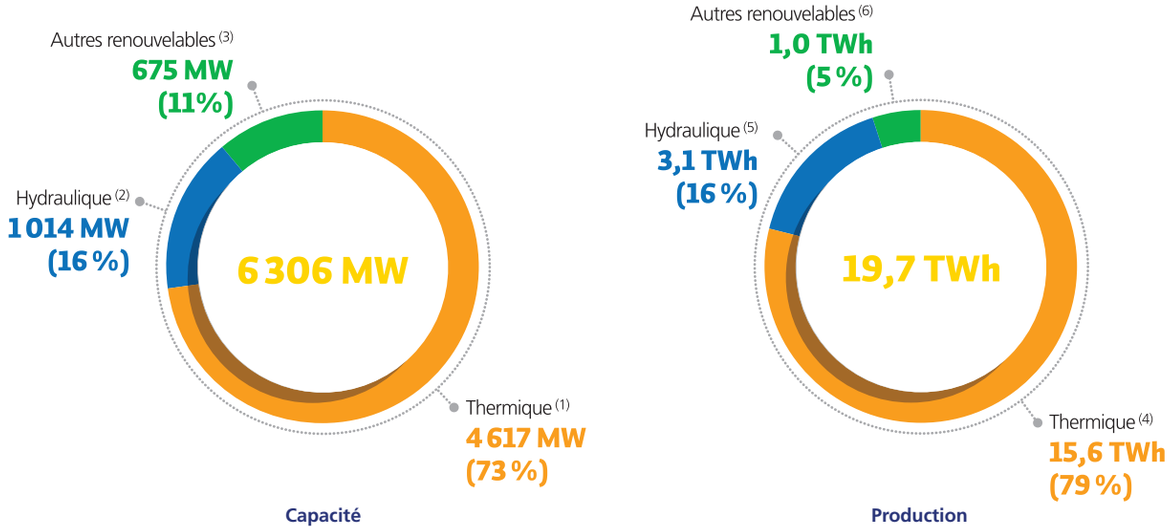
(1) Quote-part du capital ; 99,484 % quote-part des droits de vote.

rapprocher du marché final, en particulier sur les segments des clients industriels, du tertiaire et de l'administration publique ;

- production d'électricité : pour optimiser son portefeuille d'actifs de production électrique en Italie et réduire ses émissions de CO_2, Edison ambitionne d'une part d'augmenter sa production d'énergies renouvelables, par la promotion d'investissements spécifiques dans l'hydroélectricité, le développement de l'éolien et du photovoltaïque. D'autre part, la société a l'objectif de valoriser ses actifs de production thermique à haut rendement et faibles émissions de CO_2, complémentaires des moyens de production renouvelables. La société cherche à se focaliser sur les actifs les plus efficaces et à développer de nouvelles centrales à gaz à haut rendement, si la poursuite des objectifs énergétiques du pays créé des conditions de marché favorables ;
- gaz : Edison est la plateforme gazière du groupe EDF. Grâce aux compétences regroupées, la société assure, sous contrôle d'EDF, la gestion intégrée de toutes les activités et ressources gazières d'EDF et en interface avec EDF Trading, qui est en charge de l'optimisation des actifs ainsi que des opérations à court terme relatives aux interventions sur le marché de gros continental et au Royaume-Uni. Depuis le 1er 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 et GNL, gestion des contrats et optimisation de moyen-long terme, transport et stockage). Au-delà de l'optimisation de son portefeuille actuel, la société 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.
- Exploration & Production (E&P) : Edison a engagé en 2018 la rationalisation de ses activités à travers la constitution d'une nouvelle société, Edison Exploration & Production.

1.4.5.2.3 Activités d'Edison

Capacité et production électrique d'Edison en Italie - 2018



(1) Dont Génération 4451 MW et services d'efficience énergétique auprès des clients 166 MW.
(2) Dont Génération 1012 MW et services d'efficience énergétique auprès des clients 2 MW.
(3) Dont Génération 672 MW et services d'efficience énergétique auprès des clients 3 MW.
(4) Dont Génération 14724 GWh et services d'efficience énergétique auprès des clients 859 GWh.
(5) Dont Génération 3080 GWh et services d'efficience énergétique auprès des clients 5 GWh.
(6) Dont Génération 994 GWh et services d'efficience énergétique auprès des clients 3 GWh.

En 2018, la consommation électrique sur le marché italien a été de 321,9 TWh, globalement stable par rapport à 2017 (+ 0,4 %).

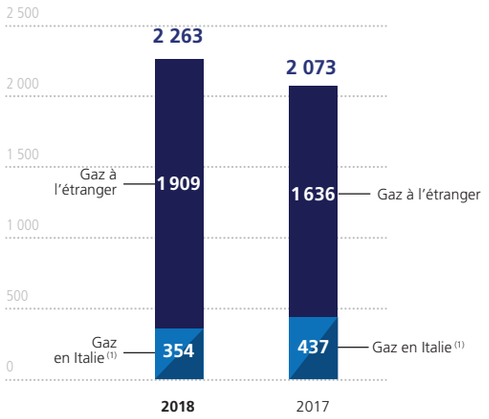
La production nette d'énergie (280,2 TWh) a couvert 87 % de la consommation nationale (89 % en 2017), compensée par une augmentation des importations nettes (43,9 TWh, + 16,3 % par rapport à 2017). La réduction de la production thermoélectrique, qui s'élève en 2018 à 185 TWh (-15,3 TWh vs 2017), photovoltaïque ainsi que éolienne (40,2 TWh en 2018 vs 41,6 TWh de 2017) a été partiellement compensée par la hausse de la production hydraulique (49,3 TWh, + 31 % vs 2017) par effet de conditions climatiques favorables. A partir des données de production 2017 (1), Edison est le troisième producteur au niveau national, après Enel et Eni. Sa génération électrique nette s'élève en 2018 à 18,8 TWh (2), représentant environ 7 % de la production nette italienne d'électricité.

La demande nationale de gaz a été de 72,1 milliards de mètres cubes, en réduction de 3,4 % par rapport à 2017 en raison d'une utilisation moins importante du gaz pour la production électrique (- 8,1 %), liée à la hausse des importations nettes d'électricité et à une plus forte production hydroélectrique. La consommation résidentielle a aussi légèrement baissé de 1 %, suite aux températures plus élevées constatées pendant la fin de l'automne.

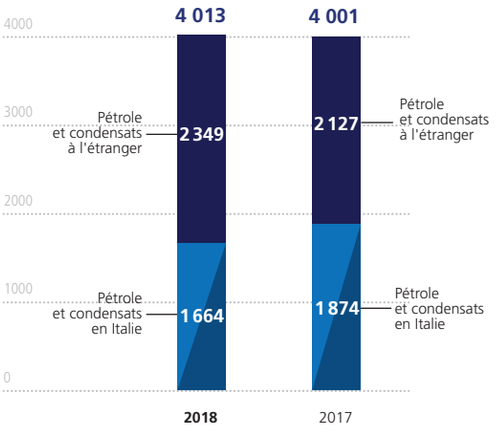
Les importations de gaz en Italie ont représenté 93 % de la demande du pays, et Edison a réalisé 22 % de ces importations, soit 14,6 milliards de mètres cubes.

(1) Données publiées par l'AEEG (figure 2.1 page 48 volume 1 rapport ARERA) ; les données 2018 seront disponibles mi-2019.
(2) Voir le détail des données de production (hors Services d'efficience énergétique) dans le graphique ci-dessus.

Production de gaz et d'hydrocarbures d'Edison



Production de gaz
En millions de mètres cubes



Production de pétrole et condensats
En milliers de barils

(1) Les données comprennent une partie de 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 9 % par rapport à 2017, atteignant un niveau de 2,3 milliards de mètres cubes.

La production de pétrole et de condensats est restée stable en 2018 pour atteindre 4 millions de barils, dont 1,7 million en Italie.

1.4.5.2.3.1 Activités de production électrique

En Italie, la capacité de production installée d'Edison s'élevait au 31 décembre 2018 à 6,1 GW pour une production nette d'électricité de 18,8 TWh sur l'année 2018, en baisse de 4,8 % par rapport à 2017 principalement en raison de la réduction de la production thermique et éolienne, partiellement compensée par la reprise de la production hydraulique, du fait des conditions climatiques favorables.

Le parc de production actuel d'Edison est composé de 91 centrales hydroélectriques, 14 centrales thermiques, 39 parcs éoliens, 8 centrales photovoltaïques et 1 centrale à biomasse. La production d'électricité est issue pour 79 % des CCG, pour 16 % de l'hydraulique et pour 5 % de l'éolien et du solaire.

Edison exploite environ 1 012 MW d'installations hydrauliques sur le territoire italien avec une production de 3,1 TWh (+ 39 % par rapport à 2017).

En 2018, Edison a poursuivi le développement des installations « mini hydroélectriques » grâce à l'acquisition au mois de janvier d'une participation de 72,9 % dans le capital de Frendy Energy qui détient 15 centrales localisées principalement sur les canaux d'irrigations en Piémont et Lombardie. De plus, à fin 2018, Edison a acquis auprès de la société Eaux Valdotaines, opérateur local dans le secteur hydroélectrique en Vallée d'Aoste, qui détient 3 centrales « mini hydroélectriques » de 4,6 MW en service, 1 centrale en construction et 1 en phase d'autorisation.

Dans le domaine des énergies renouvelables, Edison maintient aussi une taille critique grâce à E2i Énergie 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 Énergie Rinnovabili srl (83,3 % Edison et 16,7 % EDF Renouvelables).

E2i détient 661 MW d'actifs renouvelables 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 exercées par EDF EN Services Italia srl, société détenue à 30 % par Edison Spa et à 70 % par EDF Renouvelables Services SAS.

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 bénéficient de la garantie d'un tarif subventionné. En 2018 E2i a engagé la construction et le renouvellement de ces parcs éoliens, en bénéficiant par ailleurs d'une ligne de crédit de 150 millions d'euros à échéance 15 ans, obtenue fin 2017 par la BEI (Banque Européenne d'Investissements), L'achèvement de la construction d'ici 2019 permettra à E2i d'augmenter son portefeuille à plus de 700 MW de capacité installée.

En outre, en dehors d'Edison et du partenariat avec F2i, EDF Renouvelables est présent en Italie (voir section 1.4.1.5.3 « EDF Renouvelables »).

En matière d'innovation, à fin 2018 la société a installé son premier dispositif de stockage d'énergie de 822 kWh sur l'installation photovoltaïque de 3,3 MW de Altomonte (en Calabre), afin de tester la complémentarité avec la production renouvelable.

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, à l'étranger Edison détient une participation de 50 % dans la filiale Ibiritermo, au Brésil, qui exploite un CCG de 226 MW, et une participation de 20 % dans la société de génération hydroélectriques Kraftwerke en Suisse (626 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 ensemble de contrats de long terme qui se compose en 2018 d'environ 14,6 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 2018, les ventes totales de gaz en Italie se sont élevées à 20,7 milliards de mètres cubes (contre 21,3 milliards de mètres cubes en 2017). Edison a livré 4,5 milliards de mètres cubes de gaz au secteur industriel, 2,8 milliards de mètres cubes au secteur résidentiel, 6,5 milliards de mètres cubes au secteur thermoélectrique (en incluant les besoins propres d'Edison) et 6,9 milliards de mètres cubes sur le marché de gros.

Avec l'objectif d'accroitre sa compétitivité et de fortifier le système d'approvisionnement de gaz en Italie, Edison a confirmé son engagement de renforcement et diversification de son portefeuille de contrats d'importation à long terme.

En exploration-production, Edison dispose à fin 2018 de 56 concessions et permis d'exploration en Italie et de 41 à l'étranger, et d'environ 209 millions de barils 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 particulier, la décision d'investissement définitive pour le projet IGB a été prise en 2018 et la construction commencera en 2019.

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. Si les équilibres géopolitiques confirment la route sud à travers la Grèce, le projet pourra bénéficier des activités déjà développées sur le projet ITGI-Poseidon.

Edison maintient aussi un droit d'utilisation de 80 % de la capacité du terminal *offshore* de regazéification de Rovigo (8 milliards de mètres cubes par an), 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).

Dans le domaine du GNL, en 2018 Edison a lancé le projet *small scale* GNL (transport de GNL par cargaison de petite taille) pour le développement d'une chaîne logistique de commercialisation de GNL sur le marché de gros, afin de soutenir le développement d'un carburant durable pour les transports maritimes et routiers. Le projet, pendant la première phase, comprend la réalisation, par la nouvelle société Depositi Italiani GNL (détenue à hauteur de 49 % par Edison et 51 % par Petrolifera Italiana Rumena), d'un dépôt côtier dans le port de Ravenna, dans lequel le GNL sera déposé *via* un petit méthanier dédié. Le dépôt aura une capacité de plus de 1 million de mètres cubes de GNL par an, dont Edison aura un droit d'utilisation de 85 %, et pourra assurer l'alimentation de 12 000 camions et jusqu'à 48 transbordeurs.

1.4.5.2.3.3 Activités de vente et commercialisation

En 2018, Edison a vendu 29,4 TWh d'électricité en Italie (contre 28,2 TWh en 2017, soit une hausse de 4,2 %), dont 18,8 TWh produits et 10,6 TWh achetés sur les marchés. Les ventes aux clients finaux se sont établies à 13,7 TWh, en hausse de 25,3 % par rapport à 2017, et en progrès sur tous les marchés. À fin 2018, Edison dessert environ 656 200 clients électricité et environ 936 200 clients gaz, tant sur le segment des professionnels que sur celui des résidentiels.

En février 2018, Edison a finalisé l'acquisition de GNVI (renommée Edison Énergie), société de Gas Natural/Naturgy qui dispose d'une base de clients caractérisée par un taux de rotation très bas et située notamment dans le Centre et le Sud de l'Italie. La société a ainsi élargi sa présence au niveau national et augmenté de 50 % son portefeuille de clients. Au cours de l'année, Edison a concentré ses efforts dans l'intégration d'Edison Énergie afin de valoriser les synergies existantes. Simultanément, Edison a acquis Servigas, société spécialisée dans la maintenance des chaudières domestiques avec 90 000 contrats et qui présente des synergies en particulier avec Assistenza Casa (société d'offre de services d'installation innovants et de manutention d'appareils domestiques et de « *smart home* », dont Edison a acquis une participation de 51 % en 2017).

En plus, Edison a continué sa croissance dans le marché retail, en achetant Attiva à la fin d'avril 2018, société opérant dans la vente de gaz à 30 000 clients finals, localisés dans les Pouilles.

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, ainsi que des offres innovantes possibles grâce à l'évolution du marché et de la réglementation (agrégation des clients, etc.). Le perfectionnement du processus de vente poursuivi pendant les dernières années 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

Edison est présente sur le marché des services, avec le développement, la vente et la gestion de services énergétiques et environnementaux à travers la Division Marché des Services Energétiques et Environnementaux.

Les activités de Fenice ainsi que celles d'Edison Energy Solutions ont été intégrées dans cette 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 l'acquisition de deux sociétés actives sur le marché de l'Administration Publique, la Division vise à consolider sa position dans un secteur qui est dans une phase de croissance en termes de demande de services énergétiques. Les activités environnementales de Sersys 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 co- et tri-génération, 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. La Division compte environ 420 clients, les contrats avec le groupe FCA 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 en proposant une offre intégrée de services à tous les segments du marché, la société est présente dans le secteur du chauffage et du chauffage urbain à biomasse en bois avec Comat Energia, dont Edison a acquis en mars 2017 une participation de 51 %. L'offre de la Division s'est aussi étoffée *via* le rachat de 60 % des parts de la société Magnoli & Partners, bureau d'étude en architecture spécialisé dans la modélisation digitale des bâtiments à des fins d'efficacité énergétique.

Sur le segment de l'administration publique, Edison est présente avec Edison Facility Solutions (ex Energon Facility Solutions acquise en 2017) et Zephyro, société spécialisée dans le domaine de l'efficacité énergétique et dans la fourniture de solutions intégrées de gestion de l'énergie, notamment pour les structures hospitalières en Lombardie, Vénétie et Latium.

Suite à l'achat en juillet 2018 de 71,3 % du capital ordinaire (70,66 % du capital total) de Zephyro Spa à Prima Holding Srl, Fenice a lancé une Offre Publique d'Achat (OPA) sur les autres actions ordinaires cotées sur le marché de négociation des actions ordinaires (AIM Italia). A l'issue de l'OPA, y compris la réouverture des termes, et compte tenu des actions déjà détenues ainsi que de celles qui ont été achetées sur l'AIM Italia, Fenice est enfin titulaire globalement de 99,93 % du capital représenté par les actions ordinaires et le 99,05 % du capital total de Zephyro. Le décaissement total, correspondant au prix de 10,25 euros par action, a été d'environ 106 millions d'euros. En conséquence, la Bourse italienne a décidé l'arrêt des négociations sur le marché AIM Italie des actions ordinaires et des *warrants* Zephyro, avec effet au 23 octobre 2018. Compte tenu des achats ultérieurs, Fenice détient in fine 99,499 % du capital total de Zephyro.

Les activités d'efficacité énergétique sont assurées à l'international (Espagne, Pologne, Maroc) par des filiales de Fenice.

EDF Fenice Iberica, détenue à 100 % par Fenice Spa, développe ses activités en consolidant son modèle d'affaires « *Global Energy Partner* ». Elle 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), et depuis 2013, un troisième site, San Potito & Cotignola. Le volume opéré par l'ensemble des sites représente un milliard de mètres cubes.

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 est la société dédiée à la distribution du gaz naturel au sein du groupe Edison. En 2018, Infrastrutture Distribuzione Gas a distribué 262,8 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 Activités d'EDF Renouvelables

Les capacités détenues par EDF Renouvelables Italie au 31 décembre 2018 totalisent 424,2 MW bruts d'éolien (298,1 MW nets) et 76,9 MW bruts de photovoltaïque (soit 74,3 MW nets), intégrant les capacités éoliennes détenues par Futuren (voir section 1.4.1.5.3 « EDF Renouvelables »).

1.4.5.2.5 Activités de Citelum en Italie

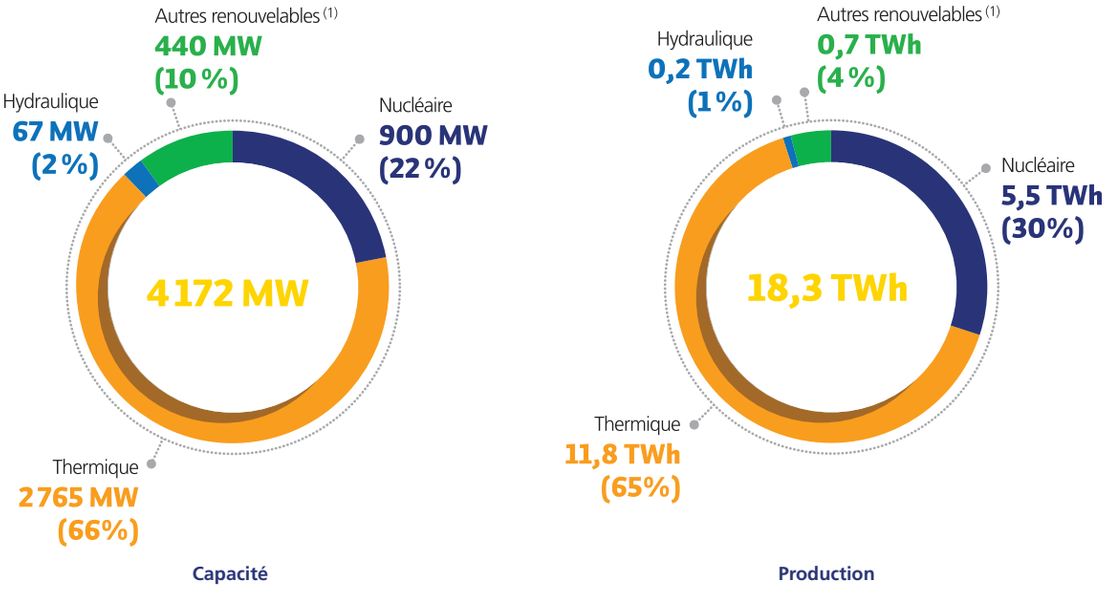
La présence du Groupe en Italie passe également par sa filiale Citelum, qui détient dans le cadre des conventions Consip Luce de nombreux marchés d'éclairage public et de signalisation lumineuse tricolore ainsi que des projets globaux dans le domaine de la Smart City comme ceux de Syracuse (en groupement avec EBF Costruzioni Impianti SrL) ou Lonato del Garda.

Citelum gère l'éclairage de plus de 200 villes en Italie. En 2018, Citelum a été aussi attributaire de deux contrats cadre CEV pour des travaux sur l'éclairage indoor des bâtiments publics sur les régions de Lombardie, Emilia Romagna et Toscane.

1.4.5.3 Autre international

Sur le segment "Autre international", le Groupe avait fin 2018 une capacité installée consolidée de 4 GW qui a produit 18 TWh d'électricité en 2018.

Capacité installée et production en 2018 du segment « Autre international »



(1) N'inclut pas les données d'EDF Renouvelables, voir section 1.4.1.5.3 " EDF Renouvelables ".

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* principalement ses deux filiales EDF Belgium et EDF Luminus. Citelum vient également de rentrer sur le marché belge depuis la fin de l'année 2018.

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 (*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 1er 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 2018, 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 2 129 MW installés à fin 2018. La production d'électricité d'EDF Luminus a atteint 5,2 TWh en 2018. La société emploie 2000 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.

En 2018, ces centrales ont, pour la plupart, connu des arrêts fortuits de longue durée :

- Tihange 2 : à l'arrêt depuis août 2018 pour tester l'armature en béton qui pourrait faire défaut ;
- Tihange 3 : à l'arrêt depuis mai 2018 suite à la dégradation du béton de son armature ;
- Doel 3 : à l'arrêt depuis 2017, qui n'a pu redémarrer qu'en août 2018 suite à des travaux de génie civil ;
- Doel 4 : à l'arrêt d'août 2018 à fin décembre 2018.

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 1 208 MW.

La centrale TGV de Seraing a rempli son contrat de réserve stratégique pour la période allant de novembre 2017 à fin octobre 2018. Cette centrale est actuellement de retour sur le marché, étant donné que le mécanisme de réserve stratégique n'a pas été reconduit dans les temps.

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. De plus, EDF Luminus a également remis sur le marché la centrale de Ham le 22 octobre 2018, dans la perspective d'aider le pays à sécuriser l'approvisionnement en électricité pour l'hiver 2018-2019.

EDF Luminus est par ailleurs présent dans les énergies renouvelables avec 7 centrales hydrauliques et 52 parcs éoliens *onshore* totalisant 189 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 438,5 MW. En 2018, EDF Luminus a érigé 24 éoliennes pour une capacité totale de 62,8 MW. Elle a, en outre, acquis la société MegaWindy CVBA qui exploite des projets éoliens onshore en région flamande. Cette société détient notamment des droits fonciers qui devraient à terme permettre le développement d'environ 40 MW de projets.

Commercialisation

Sous sa marque « Luminus », EDF Luminus fournit de l'électricité et du gaz à environ 1,7 million de clients particuliers et professionnels (en points de livraison) en Belgique, avec une perte nette de 25 000 clients dans le B2C en 2018.

Services énergétiques

Sur le segment des services énergétiques aux clients résidentiels, la société est active *via* ses filiales Rami Services, Dauvister, Leenen et Insaver en leur proposant des services d'installation et d'entretien de chaudières, la vente et la gestion d'un thermostat intelligent (Netatmo), des installations photovoltaïques ainsi que des services *Confort* en cas de dommages imprévus à l'habitation. À fin 2018, le portefeuille B2C pour ces trois derniers services a dépassé les 175 000 contrats grâce à une forte progression des ventes au cours de l'année 2018.

Pour ses clients industriels, EDF Luminus propose, avec les sociétés ATS, Vanparijs, Dauvister et Newelec des solutions intégrées complètes en électricité et chauffage aux clients industriels. De plus, sa filiale EDF Luminus Solutions (co-détenue à 51 % par EDF Luminus et à 49 % par Dalkia) 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 2018, EDF Luminus a continué sa stratégie d'expansion dans les services énergétiques en acquérant des sociétés actives dans le secteur de l'HVAC telles que M. Lemaitre SA *via* Newelec et Holding Léonard SPRL *via* Dauvister. En outre, Gezel II, la filiale d'ATS a également acquis le chauffagiste Acar NV afin d'étendre géographiquement son offre de services. EDF Luminus a également créé la société Demainvest SA conjointement avec la SOGEPA (fonds d'investissement public wallon) afin de réaliser des projets d'efficacité énergétique et d'énergie renouvelable dans les sociétés en redressement dont la SOGEPA détient des parts et dans des zones à activité économique.

En 2018, dans le cadre de son Plan Lumières 4.0, la SOFICO Wallonie a décidé l'attribution du marché PPP d'éclairage des autoroutes wallonnes au consortium LuWa, composé des sociétés Citelum, EDF Luminus, CFE et DIF. Le projet, d'une durée de 20 ans, doit permettre de rénover et de connecter l'éclairage du réseau structurant routier de la Wallonie.

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 4 923 heures en 2018, 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 %), société cotée, 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 et représente plus d'un tiers de l'approvisionnement de la Suisse en électricité. À fin 2018, ses capacités installées étaient de 6 100 MW, réparties comme suit : nucléaire 738 MW, thermique 2 333 MW, hydraulique 2 701 MW et autres renouvelables 328 MW.

En 2018, son chiffre d'affaires s'élevait à 5 186 millions de francs suisses. En termes de chiffre d'affaires, Alpiq se classe au premier rang des électriciens suisses.

La Convention de consortium actuelle, conclue entre les actionnaires fondateurs d'Alpiq en 2005, expirera en septembre 2020, en raison de la résiliation de la convention par EDF conformément aux termes du contrat.

Allemagne

Filiale à 100 % d'EDF International S.A.S. et basée à Berlin, la filiale pays EDF Deutschland GmbH est en charge du développement des activités du Groupe en Allemagne. Celui-ci se concentre sur les nouveaux modèles d'affaires de l'énergie et les solutions innovantes accompagnant la transition énergétique allemande (*Energiewende*). EDF Deutschland représente également le Groupe auprès des leaders d'opinion politiques et économiques allemands.

Le groupe EDF détient également un stockage de gaz naturel en cavités salines situé à Etzel (Basse-Saxe). 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 est montée au capital d'ubitricity en passant d'une participation de 11,67 % à 18,21 %. La *start-up* berlinoise propose une solution de recharge

intelligente des véhicules électriques Ses innovations viendront enrichir la gamme d'offres mobilité électrique du groupe EDF.

En Allemagne, EDF Renouvelables détient, en intégrant les capacités installées de Futuren dans ce pays, 185,8 MW bruts installés d'éolien au 31 décembre 2018. EDF Renouvelables a par ailleurs remis en service le parc éolien d'Eckölstadt, qui a fait l'objet d'un repowering. EDF Renouvelables détient également depuis 2017, *via* sa filiale REETEC, prestataire de services dans l'éolien *onshore* et *offshore*, la société allemande *Off-shore* Wind Solutions (OWS), spécialisée dans l'exploitation-maintenance de parcs éoliens en mer. (voir section 1.4.1.5.3 « EDF Renouvelables »).

La filiale allemande de Framatome a son siège social à Erlangen (Bavière) qui est également avec 3 500 collaborateurs, le 2e plus important site d'ingénierie de l'entreprise dans le monde. Ses principales missions sont la maintenance, la prolongation et les activités de modernisation des centrales nucléaires dans le monde (notamment contrôle-commande). Le site collabore également aux projets de constructions de réacteurs EPR en France, Finlande, Chine et Grande-Bretagne. Framatome est également présent dans les nouveaux business en Allemagne (stockage d'électricité et hydrogène). La filiale de Framatome Advanced Nuclear Fuels GmbH (ANF) produit des assemblages de combustible destinés aux REP et REB pour les marchés allemand et de l'Europe de l'Ouest ; ses deux sites de Lingen (siège d'ANF) et Karlstein emploient 430 collaborateurs.

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 énergies renouvelables), l'énergie dans les villes et territoires, ainsi que sur l'économie de l'énergie et de l'environnement (électromobilité, *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.

Le groupe EDF reste présent en Pologne, *via* ses filiales EDF Renouvelables, 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.

Russie

Le groupe EDF est présent en Russie dans le domaine des services énergétiques au travers de la filiale Fenice Rus de Dalkia (voir section 1.4.6.1.1 « Dalkia »).

1.4.5.3.3 Europe du Sud

Espagne

Au 31 décembre 2018, 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 a été mis en place. Le groupe papetier Ence a signé le 25 avril 2017 un contrat avec Elcogas pour le rachat de terrains et certaines installations. Le groupe Ence a communiqué son intention de développer et construire une centrale de biomasse de 50 MW sur le site. Compte-tenu de la fin de l'objet social de la société Elcogas, elle fera l'objet dans les mois à venir d'un processus de liquidation.

Le Groupe est également présent sur le marché espagnol au travers de la filiale locale Fenice (EDF Fenice Ibérica, voir section 1.4.5.2 « Italie ») et de celle de Citelum (voir section 1.4.6.1.2 « Citelum »).

En 2018, à Almeria en Andalousie, Citelum participe au projet novateur de la ville permettant de mesurer et de contrôler la pollution lumineuse. À Sant Cugat del Vallès en Catalogne, Citelum continue de développer de nouveaux services connectés pour améliorer la vie des citoyens de la smart city espagnole et a installé un système innovant de capteurs sonores connectés à l'éclairage.

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 »).

Framatome Ibérica est également présent dans ce marché et détient des contrats d'ingénierie et de maintenance aves les sociétés propriétaires des réacteurs nucléaires.

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.

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 8,9 GW de capacité installée en Amérique du Nord. Par ailleurs, il gère pour le compte de tiers environ 52 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 6,9 GW principalement localisée aux États-Unis par le biais d'EDF Renewables North America, filiale américaine détenue à 100 % par EDF Renouvelables. Par ailleurs, EDF Renewables Services (filiale à 100 % d'EDF Renewables North America) 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 Dalkia Wastenergy, Groom Energy Solutions et Aegis Energy Services ;
- 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 1er 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 4 272 MW. La durée des licences des unités 1 et 2 de Calvert Cliffs, des unités 1 et 2 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)* 2018	2017
Calvert Cliffs 1	908	100	908	7,29	7,83
Calvert Cliffs 2	881	100	881	7,70	7,27
Nine Mile Point 1	620	100	620	5,31	4,89
Nine Mile Point 2 [1]	1,287	82	1,056	8.29	9,11
RE Ginna	576	100	576	4,70	4,70
TOTAL	**4,272**		**4,041**	**33,29**	**33,80**

(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 (données 2017). Les principaux concurrents de CENG sur ce marché sont Entergy, AEP, Exelon, Dynergy et NRG.

Réglementation de l'État de New York

Le 1er 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 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 1er 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 1er 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 tous les deux ans.

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 2018, CENG a comptabilisé 312,5 millions de dollars pour la vente des ZEC.

Des groupes environnementaux ont déposé une requête visant à invalider le programme ZEC auprès du Tribunal de New York le 30 novembre 2016. La requête a été modifiée le 13 janvier 2017. Cette requête soutient que la NYPSC n'a pas le pouvoir d'établir ce programme et qu'elle a violé la loi environnementale de l'État et 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. Le 22 janvier 2018, le Tribunal a rejeté les revendications environnementales et la majorité des demandeurs de l'affaire, mais a refusé les requêtes en irrecevabilité concernant cinq autres demandeurs et réclamations, sans faire de commentaires sur le fond de l'affaire. L'affaire, dossier complet, fait maintenant l'objet d'un jugement sommaire. Les réponses et exposés de CENG ont été déposés le 30 mars 2018. Une fois l'exposé terminé, le Tribunal décidera s'il convient ou non de préparer l'affaire pour l'audience.

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, elles 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. Le 9 décembre 2016, CENG a déposé une requête afin d'intervenir dans l'affaire et de rejeter cette action en justice. L'État a également déposé une requête en irrecevabilité. Le 25 juillet 2017, le Tribunal a accepté les deux requêtes en irrecevabilité. Le 24 août 2017, le demandeur a fait appel de la décision devant la Cour d'appel en deuxième instance des États-Unis (Court of Appeals for the Second Circuit). Le 27 septembre 2018, la Cour d'appel en deuxième instance des États-Unis a confirmé le rejet par le Tribunal de première instance de la plainte contre le programme ZEC.

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 Renouvelables en Amérique du Nord

EDF Renouvelables, à travers ses filiales EDF Renewables North America, EDF Renewables Canada et EDF Renewables Mexico, a poursuivi son développement en Amérique du Nord, en mettant en service 272,6 MW bruts de capacités éoliennes, solaires photovoltaïques et biogaz en 2018.

EDF Renewables 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 Renouvelables »).

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 521 collaborateurs. Dalkia opère *via* les sociétés Dalkia Wastenergy au Canada, Groom Energy Solutions et Aegis Energy Services aux États-Unis (voir section 1.4.6.1.1 « Dalkia »).

1.4.5.3.4.5 Recherche & Développement

EDF dispose d'une équipe de R&D et Innovation (EDF Innovation Lab) installée à Los Altos, en Californie, qui contribue aux efforts de recherche, de développement et d'innovation et qui accompagne le développement du groupe EDF aux États-Unis (voir section 1.6.3 « L'international et les partenariats »). À cette fin, EDF Innovation Lab analyse des nouvelles technologies et des *start-up*, développe des produits et teste des solutions au niveau local. 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* - Énergie 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 »). En 2018, Citelum a installé plus de 20 000 éclairages LED dans la ville d'Albuquerque, a mis en place une infrastructure d'Internet of Things (IoT) et a déployé un système de gestion centralisé. À 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. Citelum a remporté un contrat avec le Conseil municipal de Dover (Delaware) pour la 1re phase de son projet d'éclairage public (inventaire et analyse photométrique).

1.4.5.3.4.7 Framatome en Amérique du Nord

Au service du secteur de l'énergie nucléaire aux États-Unis depuis les années 1950, Framatome bénéficie d'une large présence sur ce marché, en lien avec l'alimentation électrique de quelques 36 millions de foyers américains. Sa mission consiste à assurer la maintenance et la modernisation du parc nucléaire américain en exploitation et à lui fournir le combustible nécessaire et à soutenir la construction de nouvelles centrales ; voir aussi la section 1.4.1.3 « Framatome »).

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 (EDF NF), 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 826 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 2018, la production nette de la centrale s'est élevée à 4,9 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 2018, EDF Norte Fluminense a ainsi vendu 219 GWh, entre production propre (167 GWh) et autres transactions d'énergie.

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 370 MWh en 2018, permettant une réduction des émissions de CO_2 de 155 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 Compania Energetica de Sinop (CES), en charge de la construction de l'aménagement hydroélectrique de Sinop, pour une puissance de 408 MW. La construction du barrage a commencé au printemps 2014 et est à présent terminée, avec un réservoir prêt à être rempli depuis le 1er octobre 2018. Fin janvier 2019, EDF a reçu l'autorisation de remplissage du réservoir, suite à un accord trouvé entre les parties prenantes sur le mode opératoire pour la mise en eau du barrage. Ce retard de quelques mois a déjà affecté négativement le projet, du fait à la fois du report de la date de démarrage commercial et du coût associé aux obligations de la société au titre de ses contrats de PPA. Le barrage a commencé à être rempli le 30 janvier 2019 pour atteindre le 19 février la cote de 292 mètres qui correspond à un palier technique d'observation des ouvrages et permet de débuter les essais techniques préalables à la mise en service. Suite aux premières analyses, des travaux complémentaires ont été entrepris et Sinop Energia ambitionne désormais un démarrage de l'exploitation avant la fin du 2e trimestre 2019.

Au premier trimestre 2018, EDF NF a remporté l'appel d'offres concernant l'exploitation et la maintenance de Sinop. Le contrat conclu entre EDF NF et CES a démarré en avril 2018, car de nombreuses activités doivent être réalisées avant la mise en service.

En ligne avec le plan stratégique CAP 2030, la filiale EDF Renouvelables 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 I (399 MWc) dans le nord de l'état de Minas Gerais. EDF Renouvelables est présent dans le pays depuis février 2015, grâce à l'acquisition majoritaire du portefeuille éolien de Ventos da Bahia. Voir aussi la section 1.4.1.5.3 « EDF Renouvelables ».

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 ;
- 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. Citelum a remporté en 2018, les contrats d'éclairage de la ville de Macapá, capitale de l'État d'Amapá dans le nord, et renouvelle ses contrats de Sobral dans l'État du Ceará, Poá, dans l'État de São Paulo et São Luis dans l'État de Maranhão.

1.4.5.3.5.2 Chili

Depuis 2013, EDF développe conjointement avec le partenaire chilien Andes Mining & Energy (AME) 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 50 % dans les deux sociétés projets (terminal GNL Penco-Lirquén et centrale El Campesino), aux côtés de BiobioGenera (50 %) dont AME est l'actionnaire de contrôle.

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 d'un permis. Celui-ci devrait être obtenu au cours du premier semestre 2019. Par ailleurs, la centrale El Campesino a signé en décembre 2017 l'acquisition de la société ESSA, propriétaire d'un actif de 750 MW. L'opération a été conclue en mai 2018.

La filiale EDF Renouvelables est également présente au Chili avec la centrale solaire de Boléro (146 MWc) située dans le désert d'Atacama, le projet photovoltaïque de Santiago Solar (115 MWc) détenu à parité avec AME et inauguré en janvier 2018 ainsi que les parcs éoliens Cabo Leones 1 de 115 MW qui ont été connectés au réseau en juin 2018. Voir aussi la section 1.4.1.5.3 « EDF Renouvelables ».

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 »). En 2018, à Independencia, dans la Province de Santiago, Citelum a remplacé 95 % des points lumineux, permis de réduire la consommation énergétique de la ville de plus de 50 % et conçu diverses illuminations artistiques mettant en valeur le patrimoine et les monuments les plus emblématiques de la ville. À Lo Barnechea, Citelum a renouvelé et gagné plusieurs contrats et gère aujourd'hui un parc de 23 315 points lumineux.

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.

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

(1) Donnée proportionnelle à la participation d'EDF.

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 2018 avec la première criticité le 6 juin et la connexion au réseau le 29 juin. La mise en service commerciale de la tranche 1 a été officiellement annoncée le 13 décembre 2018, celle de la tranche 2 est prévue en 2019 (voir aussi section 1.4.1.2.2 Autres projets « Nouveau Nucléaire »).

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).

Framatome

Présent en Chine depuis 35 ans, Framatome fournit à ses clients des systèmes de contrôle-commande de sûreté de la chaudière, d'équipements, de services et de combustible. En tant que concepteur de l'EPR, Framatome construit le réacteur Taishan 2 et fournit certains équipements ainsi que le combustible pour les projets de technologie chinoise Hualong. Framatome opère en Chine par le biais de joint-ventures avec Dongfang Electric Corporation (FDJV) et China National Nuclear Corporation (CAST) et par le biais de sa filiale Framatome Nuclear Services (FNS) dont Framatome détient 100 % du capital. Framatome est présent sur 7 sites : Lianyungang, Shanghai, Qinshan, Fuqing, Daya Bay, Taishan et son bureau de représentation se trouve à Pékin.

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 (FZPC)

Le groupe EDF détient 49 % de FZPC, 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) avec une participation du 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 CO_2 par kilowattheure produit.

Énergies renouvelables

EDF Renouvelables 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 une en construction) pour une puissance installée totale de 315,3 MW bruts (140,2 MW proportionnellement à la participation d'EDF), ainsi qu'un pipeline de projets en développement de plusieurs centaines de MW. En 2018, EDF Renouvelables a diversifié ses activités dans le solaire distribué avec la création d'une joint-venture avec la société ACC visant à développer des solutions solaire-toiture pour des clients industriels (20,9 MW en exploitation ou en construction à ce jour, dont 15,7 MW proportionnellement à la participation d'EDF). EDF Renouvelables a également établi une joint-venture avec le groupe Qilu Transportation pour développer des centrales solaires réparties (au sol) au bord des autoroutes contrôlées par Qilu dans la province du Shandong. Voir aussi la section 1.4.1.5.3 « EDF Renouvelables ».

Recherche & Développement (R&D)

Sept 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, l'ingénierie énergétique, la mobilité électrique 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 CO_2 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 1er 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 CO_2 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 CO_2 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 en Chine, EDF étudie la possibilité d'accompagner des investissements sur de nouveaux modèles d'affaires avec l'appui des ingénieries métiers, par exemple pour les nouveaux réseaux de distribution dits « incrémentaux » et la vente d'électricité. EDF propose également des services d'ingénieries à la demande, notamment pour les partenaires chinois afin de valoriser les partenariats à long terme et accéder aux technologies chinoises, comme le CSP ou le CO_2 supercritique.

Autres activités du groupe EDF en Chine

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.

1.4.5.3.6.2 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, du nucléaire, des villes intelligentes et de l'innovation.

Viêtnam

Au 31 décembre 2018, 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. 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.

Le projet Son My 1 de réalisation d'une nouvelle centrale thermique au Viêtnam a franchi en 2018 de nouvelles étapes. Le projet porte sur la construction et l'exploitation durant 20 ans d'une centrale de type CCG à haut rendement et aux performances environnementales optimisées de 2 250 MW située dans la province de Binh Thuan, au nord-est de Ho Chi Minh. Il s'inscrit dans le cadre de la politique de diversification de sources d'approvisionnement en énergie du Vietnam et répond à un double enjeu : satisfaire la demande croissante d'électricité et diminuer la part du charbon dans le mix énergétique vietnamien (34 %) au profit du gaz et des énergies renouvelables. En mars 2018, le groupe EDF a été désigné leader du consortium (37,5 %) chargé d'étudier le projet aux côtés du partenaire vietnamien Pacific Corporation (25 %) et deux partenaires japonais Sojitz Corporation (18,75 %) et Kyushu Electric Power Co (18,75 %). Un *Memorandum of Understanding* a été signé le 2 novembre 2018 avec le ministère de l'Industrie et du Commerce vietnamien fixant le cadre général du développement du projet.

Laos

Au 31 décembre 2018, 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 17 % 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.

Dans son dernier rapport d'évaluation publié en septembre 2018, le Panel d'experts internationaux (POE), en charge du suivi du projet de barrage hydroélectrique Nam Theun 2, a constaté que les objectifs de l'accord de concession relatifs à l'accompagnement des personnes déplacées ont été atteints avec succès. Par conséquent, le POE a recommandé la clôture de la « *Resettlement Implementation Period* », période d'accompagnement des populations déplacées. En atteignant ses objectifs en matière d'accompagnement social et environnemental, le projet Nam Theun 2 devient une référence pour le développement de projets hydroélectriques responsables.

En décembre 2018, EDF a acquis la participation minoritaire détenue par EDF International dans Nam Theun Power Company (NTPC), dont une partie a été dotée par EDF Invest aux actifs dédiés à cette date, le reste sera doté en 2019.

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 aux termes duquel EDF intervient en tant que fournisseur de la technologie EPR et se charge notamment de la structuration de la filière industrielle autour du projet. Voir aussi la section 1.4.1.2.2 « Autres projets Nouveau Nucléaire ».

Par ailleurs, EDF a poursuivi son développement dans le domaine des compteurs et réseaux intelligents. Après un premier contrat remporté en 2016 pour 75 000 compteurs intelligents auprès du *New Delhi Municipality Council*, régie municipale de la capitale indienne, le Groupe a gagné à l'automne 2018 un nouvel appel d'offre lancé par EESL, société publique indienne de services et financement énergétiques (ESCO), portant sur la mise en œuvre de près de 5 millions de compteurs intelligents dans 5 états indiens.

La filiale EDF Renouvelables, également présente en Inde dans le solaire photovoltaïque et depuis 2016 dans l'éolien, a également poursuivi son développement (voir section 1.4.1.5.3. « EDF Renouvelables »).

La filiale Citelum est également présente en Inde où elle gère les 178 000 points lumineux de la ville d'Ahmedabad et va rénover les infrastructures d'éclairage de la ville de Noida, en partenariat avec Tata Projects Ltd.

Myanmar

Le 5 septembre 2018, l'État du Myanmar a attribué à un consortium mené par EDF l'exclusivité du développement d'un projet de barrage hydroélectrique situé sur la rivière Shweli, au Nord-Est de la Birmanie. L'objectif des négociations qui seront menées en 2018 et 2019 est d'aboutir à un contrat de concession pour une mise en service attendue pour 2025 au plus tard. Ce projet est soumis au même niveau d'exigence que tous les projets développés par le Groupe en matière de responsabilité sociale et environnementale. Il contribuera de manière responsable et bas carbone à l'électrification d'un pays qui en a fortement besoin pour son développement économique, 60 % de la population n'ayant aujourd'hui pas accès à l'électricité.

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 Singapore. 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.

Ainsi, en octobre 2018, l'université Nanyang Technical University EDF, Enedis et la Nanyang Technological University de Singapour (NTU Singapore) ont inauguré le démonstrateur *microgrid* MASERA (*Microgrid for Affordable and Sustainable Electricity in Remote Areas*), dans le cadre de la *Singapore International Energy Week* (SIEW) et de l'Année de l'Innovation France-Singapour 2018. Ce démonstrateur permettra au groupe EDF de déployer une offre commerciale de *microgrids* abordables et performants pour les territoires isolés d'Asie du Sud-Est.

Le Groupe a également déménagé à l'été 2018 son siège asiatique de Bangkok à Singapour pour couvrir son développement en Asie du Sud-Est, renforcer ses synergies avec le laboratoire de R&D, et participer à l'écosystème de développement et d'innovation autour des thèmes de la ville intelligente, particulièrement actif à 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 multimétiers. 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. 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 2019. 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.

En octobre 2018, le groupe EDF a annoncé l'acquisition de 30 % de la société GIBB Power, filiale dédiée à l'énergie du groupe d'ingénierie sud-africain GIBB Engineering and Architecture. Avec cette acquisition, le groupe EDF prévoit d'accroître très sensiblement son activité dans les services d'ingénierie thermique, hydraulique, transport et distribution dans la région dans les 3 prochaines années. Au-delà, GIBB Power permettra au groupe EDF d'identifier, de cribler et de développer des projets d'investissement en Afrique australe.

EDF Renouvelables 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, renommée EDF Renewables Afrique du Sud en 2018, (détenue à 94 % par EDF Renouvelables) et exploite 110,6 MW bruts. Voir aussi la section 1.4.1.5.3 « EDF Renouvelables ».

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 Renouvelables en partenariat avec le groupe japonais Mitsui & Co. développe le parc éolien de Taza d'une puissance de 150 MW. Suite à l'acquisition de Futuren en 2017, présent au Maroc, la capacité installée éolienne totale du Groupe dans ce pays atteint 50,4 MW bruts. Voir aussi la section 1.4.1.5.3 « EDF Renouvelables ».

Le Groupe est aussi présent au Maroc dans les activités d'efficacité énergétique avec la filiale de Fenice (EDF Fenice Maroc, voir section 1.4.5.2.1 « Marché et présence du groupe EDF en Italie ») ainsi que sur le marché de l'éclairage public par le biais de sa filiale Citelum. Cette dernière en groupement avec NABILUM, une société marocaine, a remporté l'appel d'offres organisé par la ville de Fès. Ce contrat de 15 ans porté par une Société de Développement Local (SDL) détenue à 51 % par la ville de Fès et 49 % par le groupement Citelum/NABILUM, va rénover, étendre et maintenir les installations d'éclairage public de la ville soit environ 68 000 points lumineux.

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

Le consortium composé d'EDF (40 %), IFC (20 %), l'État du Cameroun (15 %), Africa50 (15 %) et STOA (10 %) a débuté la construction du barrage hydroélectrique Nachtigal, d'une puissance de 420 MW, situé sur la Sanaga et proche de Yaoundé. 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 décision finale d'investissement a été prise fin juillet 2018 et les accords de financement ont été signés le 8 novembre 2018. Le closing de Nachtigal a été réalisé le 24 décembre 2018.

La centrale hydroélectrique Nachtigal est un projet dimensionnant pour le pays et sera, à sa mise en service, le plus important moyen de production du Cameroun. Elle assurera environ un tiers des besoins en électricité et générera 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

Le groupe EDF fait son entrée dans la production d'énergie renouvelable en Egypte. EDF Renouvelables, à parité avec l'Egyptien Elsewedy, finance, construit et exploitera 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 Renouvelables »).

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 réalise 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 »).

Via Edison, le Groupe est aussi présent localement depuis 2016 avec EEES (100 %), société de services et pionnier dans le développement de projets d'efficacité énergétique en Égypte.

Côte-d'Ivoire

En partenariat avec SIFCA, groupe agro-industriel ivoirien en Afrique de l'Ouest et le fonds Meridiam entré dans le projet en janvier 2018, 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 finale d'investissement est visée pour mi 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 ZECI, 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* - Énergie 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* - Énergie 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 Renouvelables développe ce projet aux côtés de Masdar, société d'Abu Dhabi appartenant au groupe Mubadala, et du client DEWA. Cette centrale, dont une première phase de 200 MW a été mise en service et une deuxième phase de 300 MW a été mise en construction en 2018, sera la plus grosse centrale solaire au monde (voir la section 1.4.1.5.3 « EDF Renouvelables ») ;
- 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.

Egalement aux Emirats Arabes Unis, le groupe EDF a eu pour ambition d'établir une relation à long terme avec NAWAH, l'exploitant de la centrale nucléaire de Barakah aux Emirats Arabes Unis. Le 21 novembre 2018, EDF et NAWAH ont signé un accord-cadre de longue durée, aux termes duquel EDF accompagnera NAWAH, filiale d'Emirates Nuclear Energy Corporation (ENEC), dans l'exploitation et la maintenance de la centrale de Barakah, *via* une large gamme de prestations de services dans plusieurs domaines (dont la sûreté, la radioprotection, la gestion du cycle combustible et le suivi environnemental).

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.

Israël

Le groupe EDF est présent en Israël depuis 2010 à travers sa filiale EDF Renouvelables, qui exploite 295,1 MW bruts de projets photovoltaïques connectés au réseau, et a lancé en 2018 la construction de 87 MW supplémentaires (voir la section 1.4.1.5.3 « EDF Renouvelables »).

Le Groupe soutient également les efforts de développement de sa filiale italienne Edison dans l'exploration de gaz et dans le développement du gazoduc EastMed qui doit relier Israël à l'Italie.

Par ailleurs, le Centre d'ingénierie hydraulique d'EDF Hydro 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* - Énergie 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 sur un modèle de concessions géographiques. Depuis 2017, le groupe EDF a décidé de s'associer avec des *start-up* innovantes pour fournir de l'énergie et des services à une clientèle rurale et péri-urbaine en fonction de leurs revenus et de leurs besoins. Ces solutions vont de l'alimentation réseau au kit solaire individuel, en passant par le mini grid.

Grâce à ces solutions, plusieurs milliers de personnes en Afrique du Sud, Côte d'Ivoire, Ghana, Sénégal et Togo peuvent aujourd'hui 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. Au Kenya, nos clients ont la possibilité d'acheter des pompes solaires agricoles pour améliorer significativement le rendement des cultures

Le groupe EDF a par ailleurs créée la société NEoT Offgrid Africa (participation d'EDF Pulse Croissance Holding à hauteur de 17%, aux côtés de fonds d'investissements de la société de gestion Meridiam) qui a vocation à financer nos solutions de fourniture d'énergie et de services.

BBOXX
EDF a racheté 50 % des parts de BBOXX Togo à BBOXX UK en novembre 2018 pour assurer la vente, l'installation et la maintenance de kits solaires à destination de foyers ruraux au Togo.

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.

ERA
Au Sénégal, le groupe EDF détient 70 % des actions de la société ERA, accompagné d'un partenaire local Matforce. ERA est opérateur depuis 2014 de la concession d'électrification rurale de la zone Kaffrine-Tambacounda-Kédougou (25 % du territoire sénégalais). Assisté financièrement par l'Agence Française de Développement qui devrait débloquer prochainement une 3e et dernière tranche de subvention, ERA développe le réseau électrique, installe des panneaux photovoltaïques en zone rurale et alimente à ce jour un portefeuille de 6 000 clients environ. Le processus de révision tarifaire initié en juin 2017 par le Régulateur à la demande des concessionnaires devrait aboutir début 2019 à la publication de nouveaux tarifs qui devront assurer l'équilibre financier de la concession et permettre son développement sur le long terme.

SunCulture
Le 18 juillet 2018, le groupe EDF a rejoint les actionnaires de la société kenyane SunCulture pour assurer la vente, l'installation et la maintenance de pompes solaires à destination de foyers ruraux au Kenya et très rapidement se développer dans d'autres pays africains.

ZECI
Le groupe EDF et Off Grid Electric (OGE), désormais « ZolaElectric » - 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, ZECI, pour la fourniture d'énergie solaire compétitive hors réseaux en Afrique.

Dans le cadre de cette co-entreprise, le Groupe et ZolaElectric prennent en charge l'installation et la maintenance de kits solaires à destination de foyers ruraux et périurbains.

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 avant de passer en phase de développement courant 2019.

1.4.6 SERVICES ÉNERGÉTIQUES ET AUTRES ACTIVITÉS

1.4.6.1 Services énergétiques

En raison d'un contexte législatif, technologique et sociétal qui met au cœur de son évolution la lutte contre le réchauffement climatique et la recherche de performance, le groupe EDF doit adapter ses solutions énergétiques pour apporter des réponses efficaces à ses clients.

Ces solutions reposent sur l'expertise présente au sein du Groupe et portée par plusieurs filiales. En juin 2017, celles-ci ont été placées sous la bannière de la marque ombrelle EDF Solutions énergétiques visant à valoriser leur activité tout en rappelant leur appartenance au groupe EDF.

Les services énergétiques développés par le Groupe répondent aux enjeux exprimés par les collectivités locales, les entreprises et les particuliers dans des domaines très variés : les services urbains, à l'instar de la mobilité électrique et de l'éclairage intelligent, la production d'énergie décentralisée, la gestion de réseaux de chaleur et de froid, les investissements à réaliser par les entreprises dans de nouveaux matériels énergétiques (chaudières ; éclairage *indoor*, etc.) sans obérer leur capacité financière, la gestion intelligente des bâtiments ; toutes ces solutions ayant pour point commun la diminution des émissions carbone et le gain en performance énergétique.

En 2018, EDF a mis un accent particulier sur la mobilité électrique pour contribuer à décarboner le secteur des transports, émetteur de 20 % des émissions de gaz à effet de serre en Europe. À cet effet, le Plan Mobilité Électrique annoncé par EDF le 10 octobre 2018 exprime l'ambition du Groupe d'être le leader énergétique de la mobilité électrique en Europe dès 2022. Ce plan repose sur 3 objectifs :

- être le 1er fournisseur en électricité pour véhicules électriques en 2022 ;
- être le 1er exploitant de réseau de bornes électriques ;
- être le leader européen du *smart charging* d'ici 2020.

EDF est convaincu que l'essor accéléré de la mobilité électrique passera par des partenariats avec des acteurs fiables du secteur automobile (constructeurs, équipementiers, loueurs, etc.). Dans cette perspective, des premiers partenariats ont été signés à l'instar de Renault et de Valéo.

Enfin, pour déployer son ambition, le groupe EDF peut déjà compter sur l'action de sa filiale à 100 % IZIVIA (ex-Sodetrel).

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 développer les énergies renouvelables et de récupération, 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.

Dalkia met son expertise au service de ses clients pour concevoir, réaliser et gérer des solutions énergétiques innovantes, plus écologiques et plus économiques, pour un développement durable des villes et des entreprises.

De la production décentralisée d'énergie thermique 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 2018, Dalkia (y compris ses filiales) a permis à ses clients d'éviter l'émission de 4,2 millions de tonnes de CO_2 et a réalisé 6,3 TWh d'économies d'énergie.

Dalkia gère plus de 80 000 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 reproductible, reposant sur de nombreux leviers d'optimisation :

- l'amélioration de l'efficacité des équipes et des organisations, optimisation des performances des opérations à l'occasion de la prise en main des réseaux ;
- la modification du mix énergétique pour plus d'efficacité et moins de CO_2, avec l'optimisation des cogénérations et le développement des énergies renouvelables et de récupération (biomasse, géothermie, valorisation énergétique des déchets, biogaz, récupération d'énergie fatale, etc.) ;
- des services additionnels pour mieux valoriser les actifs (numériques par exemple).

Dalkia est ainsi en France un des leaders pour la gestion de réseaux de chauffage et de climatisation urbains, en exploitant plus de 330 réseaux de chauffage ou de froid urbains et locaux, et en fournissant de la chaleur à plus de 2 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 plus de 2 300 sites industriels. Leurs enjeux sont l'amélioration de la performance environnementale (avec notamment la maîtrise des émissions de CO_2 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 CO_2. 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 filiales de Dalkia en France

Dalkia Smart Building (anciennement Optimal Solutions)

Dalkia Smart Building, filiale à 100 % du groupe Dalkia, se positionne comme un spécialiste de la conception et réalisation de solutions pour accompagner ses clients dans la transition énergétique et la transition numérique en France. En complémentarité forte avec les régions de Dalkia, Dalkia Smart Building conçoit et réalise des solutions pour la rénovation des bâtiments (enseignement, ministères, piscines, bureaux) et pour la construction de nouveaux bâtiments et quartiers (*smart building, smart grid thermique et électrique, green data center, smart piscines*).

Dalkia Wastenergy (anciennement Tiru)

Dalkia Wastenergy, filiale à 100 % du groupe Dalkia depuis le 29 mars 2018, 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 de vapeur, d'électricité, ou de biogaz ;
- la valorisation de la matière à travers le compost, le tri, le conditionnement des matières recyclables et la production de CSR.

Dalkia Wastenergy conçoit, construit et exploite actuellement des installations localisées en France, en Grande-Bretagne et au Canada.

Dalkia Froid Solutions (anciennement Cesbron)

Dalkia Froid Solutions, 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 rafraichissement, traitement de l'air, chauffage réversible et en *process* de boulangerie et cuisine professionnelle.

Dalkia Biogaz

Dalkia Biogaz, filiale à 100 % du groupe Dalkia, est spécialisée dans la production et la valorisation du biogaz. Elle est présente en France et en Belgique, et propose les services suivants : méthanisation agricole, territoriale ou industrielle, 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.

Techsim

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.

Principales filiales de Dalkia à l'international

Matex Controls, qui a adopté la marque Dalkia

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© (*Virtuel Energy Management System*).

ZEC, qui a adopté la marque Dalkia

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 en substitution au charbon pour alimenter les réseaux de chaleur et les installations de distribution électrique.

Fenice Rus, qui adopté la marque Dalkia

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 co-détenue par Dalkia et EDF Energy, 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.

Aegis Energy Services

Aegis Energy Services LLC, société acquise en août 2018 et basée à Holyoke dans le Massachusetts, est spécialiste des petites centrales de cogénération au gaz dans le Nord-Est des Etats-Unis, des appareils qu'elle conçoit, réalise et met en service. Aegis Energy Services en a installé un peu moins d'un millier depuis sa création en 1985.

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 500 salariés en France, Citelum emploie au total 2 500 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 villes de référence dans le monde telles que Mexico, Copenhague, Barcelone, Rome, etc. À fin 2018, Citelum gère plus de 3 millions de point lumineux dans le monde et éclaire 30 millions d'habitants.

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 Citégestion et des compétences fortes en ingénierie contractuelle.

2018 marque la fin de la réalisation des travaux de rénovation de l'éclairage des 10 usines Renault en France par Citelum. Avec 115 000 points lumineux rénovés avec la technologie LED et 35 000 autres retirés, de manière générale, le niveau d'éclairage a été optimisé et l'implantation des luminaires améliorée permettant à Renault de réduire ses dépenses énergétiques de 60 % par an et d'améliorer les conditions de travail tout en assurant la sécurité des salariés. Ceux-ci, devant effectuer un travail de précision et soumis à des règles de sécurité strictes, évoluent désormais dans un environnement adapté à leurs besoins et à leurs objectifs de qualité de production.

Dans le cadre du projet de gestion connectée de l'espace public de Dijon Métropole, les services de la plateforme MUSE® ont été livrés en temps et en heure, MUSE® GMAO (Gestion de la Maintenance Assistée par Ordinateur), MUSE® GCI (Gestion Centralisée des Interventions) et MUSE® main courante.

En 2018, Citelum a remporté en groupement avec Viola, le contrat de conception, rénovation, exploitation et maintenance des installations d'éclairage public et de signalisation lumineuse tricolore de la ville d'Asnières-sur-Seine pour une durée de 8 ans. Au terme des travaux de rénovation, 76 % de l'éclairage fonctionnera avec la technologie LED pour atteindre l'objectif de plus de 80 % d'économies d'énergie sur la partie rénovée. Au cours du contrat, le groupement pourra déployer de nouveaux services connectés pilotés par la plateforme MUSE® : bornes lumineuses pour sécuriser les passages piétons, stationnement intelligent, infrastructure IoT, mises en lumière du patrimoine et des voies commerçantes.

En 2018, la SOFICO Wallonie a aussi décidé, dans le cadre de son Plan Lumières 4.0, l'attribution du PPP d'éclairage des autoroutes wallonnes au consortium LuWa, composé des sociétés Citelum, EDF Luminus, CFE et DIF. Le projet, d'une durée de 20 ans, doit permettre de renover et de connecter l'éclairage du réseau structurant routier de la Wallonie.

Au Mexique, Citelum signe la mise en lumière de la Tour BBVA Bancomer au cœur de la capitale et remporte le marché de travaux d'éclairage des voies principales reliant 10 villes de l'état de Mexico.

Au Chili, Citelum a réalisé les travaux du PPP d'éclairage de la ville d'Independencia. D'une durée de 10 ans, le projet a permis la transformation à LED des 7 300 points lumineux.

Au Brésil, Citelum a remporté en 2018 le contrat de gestion des 34 000 points lumineux de la ville de Macapa, capitale de l'état d'Amapa.

En Inde, en partenariat avec TATA projects, Citelum a gagné un nouveau contrat de travaux et exploitation des 70 000 points lumineux de la ville de Noida, en banlieue de New Delhi.

En Italie, Citelum a remporté en 2018 deux contrats cadre CEV pour des travaux sur l'éclairage indoor des bâtiments publics sur les régions de Lombardie, Emilie Romagne et Toscane.

Citelum se renforce aussi au Danemark par la signature d'un contrat de signalisation lumineuse tricolore pour la ville de Copenhague et gère désormais l'éclairage de 5 villes du pays : Copenhague, Frederiksberg, Hillerød, Albertslund et Furesø.

Au cours de l'année, Citelum a déployé de nouveaux services innovants tels qu'un dispositif de stationnement intelligent à Toulouse, un système de captation du bruit couplé à la modulation de la lumière à Sant Cugat (Espagne) ou encore un programme de protection de la biodiversité *via* la mesure et le contrôle de la pollution lumineuse à Almeria (Espagne).

1.4.6.1.3 EDF Pulse Croissance

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 », conçue comme la pépinière de *start-up* d'EDF.

En octobre 2018, « EDF Nouveaux Business » a changé de nom pour devenir « EDF Pulse Croissance » et ainsi bénéficier de l'adossement à la marque innovation du Groupe (EDF Pulse) et accroître sa notoriété.

EDF Pulse Croissance a pour mission d'explorer la transition écologique et numérique, de créer de nouveaux leviers de croissance pour le Groupe en proposant pour ses clients – particuliers, entreprises, collectivités – des offres et services innovants, compétitifs. EDF Pulse Croissance a prévu d'ici fin 2019 d'investir dans au moins dix projets de *start-up* et est dotée pour ce faire d'une capacité de financement de 30 millions d'euros par an (hors opération exceptionnelle).

Quatre domaines sont privilégiés :

- la performance des outils de production pour les clients entreprises ;
- les services à l'habitant ;
- la gestion durable des territoires ;
- les systèmes énergétiques décentralisés.

A la fois fonds d'investissement et incubateur de projets intrapreneuriaux, EDF Pulse Croissance est constituée d'une équipe resserrée travaillant en lien étroit avec les équipes de la R&D et les métiers d'EDF ainsi qu'avec l'ensemble des dispositifs du

Groupe engagés dans l'innovation ouverte et les partenariats avec le monde des *start-up*.

Incubateur

Pour le volet incubateur intrapreneurial, EDF Pulse Croissance s'appuie sur les idées et le savoir-faire des salariés du Groupe, et peut proposer aux salariés un accompagnement sur mesure afin de les aider à développer leur projet dans une logique entrepreneuriale et qui bénéficie au Groupe et aux salariés entrepreneurs.

Investisseur et partenaire

Pour parvenir à développer de nouvelles activités et des solutions innovantes dans les nouvelles technologies, EDF Pulse Croissance a la capacité d'investir directement dans de jeunes « pousses », ou de les mettre en relation avec l'écosystème du Groupe – notamment avec les fonds dédiés tel qu'Electranova Capital dans lequel EDF Pulse Croissance est investisseur. 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 et à l'international. Pour l'essentiel, l'investissement est conçu comme un volet d'un partenariat industriel et commercial global.

Les *start-up* soutenues par EDF Pulse Croissance opèrent dans des divers secteurs liés à la transformation écologique et numérique. À titre d'exemple, on peut citer le tiers financement de l'efficacité énergétique avec Perfesco ; la sécurité des données informatiques avec l'entreprise Seclab ; les systèmes de pilotage énergétique avec EDF Store & Forecast ou les technologies de batteries zinc-air avec la *start-up* Znr Batteries.

Depuis sa création, EDF Pulse Croissance a ainsi investi dans 13 *start-up* et détient une participation dans 13 fonds d'investissement. Au 31 décembre 2018, EDF Pulse Croissance a en particulier contribué au développement de huit nouvelles sociétés :

Agregio

Agregio est un agrégateur au service des producteurs d'électricité qui disposent de capacités de production renouvelables et des clients 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 positionne 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.

Metroscope

Créée en décembre 2017, Metroscope est issue d'un projet d'intrapreneuriat. Grâce à un système d'intelligence artificielle, celle-ci propose un diagnostic en temps réel qui permet aux clients industriels d'augmenter et/ou d'optimiser la performance de leurs installations industrielles, en identifiant les aléas, les pannes et les pertes de rendement affectant leurs 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.

NEoT Capital N Green Mobility et NEoT Offgrid Africa

La société NEoT Capital a été créée en 2016 et a pour objet le financement de projets et technologies innovants dans les domaines du stockage de l'énergie. Elle est détenue par EDF Pulse Croissance Holding (42,5 %), Mitsubishi Corp (42,5 %) et Forsee Power (15 %). NEoT Capital a développé deux activités distinctes et logées chacune dans des sociétés séparées qui ont été créées en 2017 :

- N Green Mobility, une société liée à la mobilité électrique : fourniture d'un service d'énergie embarquée au client BtoB sur une période de plusieurs années incluant l'équipement (batteries, infrastructure de charges, bus électriques etc.), la garantie de performance, l'exploitation et la maintenance des équipements. L'actionnariat est constitué à part égales d'EDF Pulse Croissance Holding, la Caisse des dépôts et consignations et Mitsubishi Corp ;
- NEoT Offgrid Africa, une société visant à développer des offres de stockage stationnaire en BtoB ou en BtoC en Afrique, en partenariat sur plusieurs projets avec EDF. L'actionnariat est constitué de Meridiam (64,28 %), de Mitsubishi Corp (17,86 %) et d'EDF Pulse Croissance Holding (17,86 %).

McPhy

Spécialiste des équipements de production, stockage et distribution d'hydrogène, McPhy contribue au déploiement mondial de l'hydrogène bas carbone comme solution pour la transition écologique. Fort de sa gamme complète dédiée à l'hydrogène énergie, à la mobilité zéro émission et à l'hydrogène industriel, McPhy offre à ses clients des solutions clé en main adaptées à leurs applications, de recharge de véhicules électriques à pile à combustible et d'approvisionnement en matière première industrielle. Concepteur, fabricant et intégrateur d'équipements hydrogène depuis 2008, McPhy dispose de trois centres de développement, ingénierie et production en Europe (France, Italie, Allemagne). Ses filiales à l'international assurent une large couverture commerciale à ses solutions hydrogène innovantes. McPhy est coté sur Euronext Paris (compartiment C, code ISIN : FR0011742329, code mnémonique : MCPHY).

Oreka Solutions

Oreka Solutions développe et propose des outils pour simuler et évaluer avec une approche multicritère des opérations en milieu industriel et nucléaire. Son outil phare est le logiciel DEMplus®, qui est un outil d'aide à la décision et de simulation d'intervention basé sur les technologies de la 3D temps réel et permettant d'avoir en résultats les coûts, les délais, les déchets et la dosimétrie.

Hoppy

Hoppy est une plateforme digitale en Grande-Bretagne qui offre des services pour gérer son domicile au quotidien : abonnement TV/Box Internet, téléphone mobile, électricité-gaz et mise en relation pour la réalisation de travaux domestiques.

Zenpark

Début 2019 [(1)], le groupe EDF a annoncé son entrée au capital de Zenpark. Zenpark est un opérateur de parkings partagés automatisés qui met à disposition des automobilistes des parkings privés inaccessibles jusqu'alors. Ils créent et opèrent ainsi une nouvelle offre d'espaces de stationnement tout en facilitant les nouvelles formes de mobilité *via* son réseau diffus géré intelligemment de places de stationnement.

Soutien aux *start-up*

Enfin, le soutien d'EDF Pulse Croissance aux *start-up*, en particulier françaises, s'est aussi illustré par l'organisation de trois appels à projets (démantèlement nucléaire, services aux personnes âgées favorisant leur maintien à domicile en autonomie et en sécurité, services à l'habitant) qui ont donné lieu à 12 *Proofs Of Concept* (POC) rémunérés et qui sont en cours de réalisation avec les métiers correspondants d'EDF.

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 conçoit, développe, produit et met en œuvre une gamme de solutions qui permet aux clients entreprises et collectivités territoriales de *manager* et d'optimiser la performance énergétique et d'exploitation de leur patrimoine immobilier. Cette société est un acteur incontournable de la digitalisation du *management* énergétique à travers des offres telles que :

- le pilotage de la performance énergétique et patrimoniale : collecte automatisée de données, applications mobiles, *management* énergétique personnalisé par un *energy manager* ;
- des audits énergétiques innovants : maîtrise algorithmique autour des données énergétiques et patrimoniales des clients, *data science* et *big data*.

(1) Voir le communiqué de presse EDF du 29 janvier 2019 « Zenpark lève plus de 10 millions d'euros, avec la participation des groupes EDF et RATP ».

Netseenergy traite près de 9 millions de *data* quotidiennement, sur un périmètre de 20 000 sites. Spécialiste de l'IoT avec 60 000 objets connectés télérelevés chaque jour, Netseenergy assure le *management* énergétique et immobilier de plus de 120 millions de m^2 depuis plus de 16 ans.

La proposition de valeur de Netseenergy : automatiser la collecte des données immobilières et énergétiques et leurs analyses, améliorer la performance et digitaliser la gestion d'un patrimoine immobilier.

Edelia (EDEV Téléservices)

Société détenue à 100 % par EDF, Edelia conçoit et met en œuvre des solutions de suivi et de maîtrise de l'énergie pour les particuliers et les professionnels. Edelia opère ainsi une plate-forme numérique qui permet à plus de 10 millions de clients du groupe EDF de bénéficier d'une gamme de solutions digitales innovantes. Edelia développe aussi des outils modulaires basés sur l'IoT (*Internet of Things*), adaptables aux écosystèmes des différents utilisateurs, qui permettent de tirer profit du déploiement des objets connectés dans la « *smart home* » pour enrichir les outils digitaux pour les clients.

Maison connectée

La commercialisation des offres de la filiale Sowee, 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.

Mobilité électrique

Le secteur des transports est aujourd'hui très dépendant des énergies fossiles : il est l'un des foyers les plus importants en émissions de CO_2. 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 IZIVIA (ex-Sodetrel).

Les solutions du Groupe comportent :

- une gamme de conseils à destination 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.

IZIVIA (ex-Sodetrel)

Fondée en 1998 sous l'appellation Sodetrel (Société de Développement du Transport Électrique), filiale détenue à 100 % par EDF, IZIVIA est aujourd'hui un acteur de référence sur le marché de la mobilité électrique en France. Depuis plus de 20 ans, IZIVIA accompagne les collectivités, les syndicats d'énergie et les entreprises à toutes les étapes de leurs projets de mobilité électrique : de l'installation à l'exploitation technique et maintenance des services de recharge en passant par la gestion de la relation aux utilisateurs des bornes.

IZIVIA est propriétaire et exploitant de son propre réseau, avec les bornes Corri-Door de recharge rapide sur autoroutes [(1)] (200 bornes compatibles avec tous les modèles de véhicules électriques du marché, positionnées tous les 80 km environ) et se positionne en opérateur de mobilité pour les conducteurs de véhicules électriques ou hybrides rechargeables grâce à son Pass. IZIVIA fabrique également son propre matériel de recharge compatible *smart charging* permettant d'optimiser les consommations d'énergie liées à la recharge.

En 2018, la ville de Nice (France) a attribué son marché de maintenance et travaux pour son réseau de bornes de recharges de véhicules électriques au groupement Citelum-IZIVIA (ex-Sodetrel).

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).

Chauffage : CHAM

Filiale à 100 % du groupe EDF, CHAM assure l'entretien, le dépannage et l'installation des équipements thermiques de petite à moyenne puissance, de la chaudière aux énergies renouvelables. CHAM innove dans l'E-maintenance et propose des services connectés, permettant de piloter la maison.

Avec plus de 900 collaborateurs présents partout en France, CHAM réalise plus de 700 000 interventions par an et répond aux besoins des particuliers, des clients collectifs privés comme publics, et des professionnels.

Grâce à une forte ambition de croissance, CHAM se positionne pour devenir le spécialiste des services énergétiques et s'appuie sur 3 atouts majeurs : le professionnalisme de ses équipes, l'expertise de son réseau et la relation de proximité avec 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 conception, la prise en charge de l'investissement, l'installation et l'exploitation avec engagement de performance. Perfesco accompagne 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. Il a développé sa stratégie gazière pour assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz de plus de 5,1 millions de clients [(2)], de ses centrales de cogénération et de ses centrales électriques à gaz.

Le Groupe est ainsi présent sur le marché du gaz naturel en France mais aussi en Europe, principalement au travers d'EDF et d'Edison en Italie, qui représente à partir du 1er 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 1.4.5.2.2 « Stratégie d'Edison »), ainsi que de ses filiales EDF Energy et EDF Luminus. 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 (notamment 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.

En 2018, EDF Trading Limited et JERA Co Inc. ont signé un accord pour la création d'une joint-venture qui sera renommée JERA Global Markets et sera détenue à hauteur de 33,33 % par EDF Trading Limited et de 66,67 % par JERA Trading International Pte Ltd (100 % JERA Co Inc). JERA Global Markets aura l'objectif de gérer en exclusivité l'optimisation à court et moyen terme du portefeuille d'actifs GNL d'EDF et JERA sur le marché global.

1.4.6.2.1 Marché final du gaz naturel

En Europe, au 31 décembre 2018, les portefeuilles avals de clients s'établissent ainsi :

- en France (EDF et ÉS) : environ 1,7 million de clients (des particuliers jusqu'aux grands comptes) pour une consommation de plus de 31 TWh en 2018 ;
- en Italie (Edison) : environ 0,9 million de clients, 7,3 milliards de mètres cubes de gaz (environ 77,5 TWh) ;
- au Royaume-Uni (EDF Energy) [(3)] : environ 1,9 million de clients, pour environ 29 TWh ;
- en Belgique (EDF Luminus) : environ 0,6 million de clients, pour environ 14 TWh.

(1) Projet né d'un consortium rassemblant EDF, IZIVIA les constructeurs automobiles Renault, Nissan, BMW, Volkswagen et ParisTech et cofinancé par la Commission européenne.
(2) Les clients sont décomptés fin 2018 en nombre de sites de livraison.
(3) 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 et GNL 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.

Dans le but de préserver son positionnement sur le marché final, le Groupe vise à renforcer et à diversifier son portefeuille d'approvisionnement de gaz à moyen et à long terme.

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)

Le 30 octobre 2018, EDF a annoncé avoir réalisé la cession de sa participation de 65 % dans le terminal méthanier de Dunkerque (aussi détenu à hauteur de 25 % par Fluxys et de 10 % par Total) à Fluxys, en partenariat avec Axa Investment Managers – Real Estate et Crédit Agricole, et à un consortium financier composé de Samsung Securities Co. Ltd., IBK Securities Co. Ltd. et Hanwha Investment & Securities Co. Ltd.. EDF reste le principal *shipper* utilisant le terminal à long terme, à fin de servir la stratégie gaz du Groupe.

À travers Edison, EDF a aussi maintenu un droit d'utilisation de 80 % de la capacité de regazéification du terminal *offshore* de Rovigo, 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).

Transport de GNL par cargaison de petite taille (Small Scale GNL)

Edison a lancé en 2018 le projet *small scale GNL* pour le développement d'une chaîne logistique de commercialisation de GNL sur le territoire italien ainsi que la construction d'un dépôt côtier et d'un petit méthanier dédié (*small scale*), afin de contribuer au développement d'un carburant durable à faible émission CO_2 pour les transports maritimes et routiers (voir section 1.4.5.2.3.2 « Activités dans le secteur des hydrocarbures »).

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 1.4.5.1.2.2 « 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 209 millions de barils équivalents, ayant permis la production de 18,1 millions de barils équivalents en 2018.

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 des services d'optimisation et de gestion des risques à toutes les entités du groupe EDF ainsi qu'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. Au travers de sa filiale EDF Energy Services, elle est également en Amérique du Nord 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 cinq premiers fournisseurs d'électricité à destination de clients industriels et commerciaux.

Le siège d'EDF Trading se trouve à Londres. La Société emploie environ 870 salariés et est régulée par l'Autorité des marchés financiers du Royaume-Uni, la Financial Conduct Authority.

EDF Trading est chargé notamment de l'accès aux marchés de gros pour le compte de la DOAAT (voir section 1.4.3 « Activités d'optimisation pour EDF en France »).

Marché européen de l'électricité

EDF Trading est également l'un des principaux acteurs sur le marché de gros de l'électricité en Europe, avec un volume d'échanges de plus de 2 000 TWh chaque année. La société 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. En 2018, EDF Trading a poursuivi ses prestations d'optimisation des actifs flexibles français du Groupe. La société a également développé des structures de gestion des risques sur mesure pour EDF en France afin de l'aider à gérer son exposition à la réglementation sur l'ARENH. EDFT a renforcé ses services en Italie suite au lancement de son partenariat sur l'électricité avec Edison en 2017. La société a également conclu un grand nombre d'opérations pour les grands clients industriels et tertiaires d'EDF.

Marché européen du gaz

EDF Trading est aussi l'un des principaux acteurs sur le marché de gros du gaz en Europe, avec un volume d'échanges de plus de 764 mmc (milliards de mètres cubes) chaque année. La Société optimise sur les marchés de gros les actifs physiques gaziers des entités du groupe EDF, notamment la production, les capacités de transit, les contrats de fourniture de 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 2018, EDF Trading a augmenté son activité de couverture pétrole et gaz avec Edison et étendu ses services d'optimisation du terminal de Dunkerque LNG. La société a également assuré l'accès au marché de la Direction Commerce d'EDF et de Dalkia, notamment au travers des services de flexibilité suite à la nouvelle réglementation française sur le stockage du gaz.

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 et électricité, faisant affaire avec plus de 700 partenaires dans toute l'Amérique du Nord. La Société dispose d'un portefeuille de contrats clients comprenant des produits environnementaux, gaz naturel et électricité à long terme. EDFT NA sous-traite ou gère en moyenne une capacité de stockage de gaz naturel de 215 millions de mètres cubes et négocie environ 140 millions de mètres cubes par jour. En outre, elle fournit des services de couverture (financière et physique) ainsi que de gestion des congestions à un portefeuille de 300 GW répartis sur cinq ISO. En 2018, EDF Trading a intensifié son activité avec le secteur E&P, nouant des relations avec des producteurs pour acheter leur production et optimiser les obligations d'approvisionnement de la société.

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 énergétiques aux comptes industriels et tertiaires, aux producteurs d'électricité et aux distributeurs d'énergie. Figurant dans le Top 5 des principaux fournisseurs d'électricité aux clients non résidentiels en Amérique du Nord, elle propose des produits environnementaux, gaz naturel et électricité. Par ailleurs, elle dispose de contrats de fourniture avec des distributeurs d'électricité et de gaz au service de clients domestiques et de petites entreprises à travers les États-Unis et le Canada. EDF Energy Services est l'un des principaux prestataires de services destinés aux centrales électriques indépendantes aux États-Unis, opérant plus de 41 GW d'électricité depuis 147 centrales et plus d'une dizaine d'options d'effacement de clients interruptibles. Certains clients d'EDF ES sont des entités européennes ou sont présents en Europe, ce qui permet à EDF de satisfaire leurs besoins dans le monde entier. En 2018, EDF Energy Services a poursuivi l'expansion de sa présence en signant ou renouvelant un grand nombre de contrats. La société fournit désormais 26 des principaux clients d'EDF présents en

Europe et en Amérique du Nord. En 2018, EDF Energy Services a acquis le portefeuille de vente au détail d'électricité de TransCanada, ce qui lui a permis d'accéder à un plus grand nombre de clients et de faire progresser sa stratégie visant à étendre sa clientèle à de plus petits clients commerciaux et industriels.

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 2018, EDF Trading a signé le premier certificat I-REC (*International Renewable Energy Certificate*) pour le groupe EDF et a étendu son activité de garanties d'origine.

Marchés internationaux des combustibles

En avril 2017, EDF Trading a conclu la vente de son activité de charbon et de fret à JERA. EDFT détient désormais une participation financière de 33 % dans JERA Trading, l'un des principaux négociants de charbon au monde.

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. En 2018, EDF Trading et JERA ont annoncé la signature d'accords contraignants concernant la création d'une co-entreprise d'optimisation et de trading de GNL. Les activités d'optimisation et de trading de GNL de JERA et EDFT seront fusionnées au sein de JERA Trading. L'opération devrait être conclue début 2019. La société a poursuivi le développement de ses activités GPL à l'international.

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 1,8 millions de tonnes de charbon livrées en 2018, 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 France continentale, en Corse et outre-mer en étroite collaboration avec JERA 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 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 ».

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 assujetti 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 2018, l'État détenait 83,67 %[1] du capital social et 88,83 % 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 organisant le contrôle de l'État sur les sociétés, syndicats et associations ou entreprises de toute nature ayant fait appel au concours financier de l'État 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.

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 assure les missions de développement équilibré de l'approvisionnement en électricité, de développement et d'exploitation des réseaux publics d'électricité et de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente.

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). 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.

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, (vi) à l'évaluation des besoins de compétences professionnelles dans le domaine de l'énergie et à l'adaptation des formations à ces besoins et (vii) à la stratégie de développement de la mobilité propre.

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. 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 et 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 les périodes 2019-2023 et 2024-2028, a fait l'objet d'un débat public qui s'est tenu du 19 mars au 30 juin 2018.

Le ministère de la Transition écologique et solidaire a publié le 25 janvier 2019 l'intégralité du projet de programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) qui constituera le fondement de l'avenir énergétique de la France pour les prochaines années. Ce projet va d'abord être discuté au sein de plusieurs instances qui vont rendre un avis (Conseil national de la transition écologique ; le Conseil supérieur de l'énergie ; le Comité d'experts pour la transition énergétique ; le Comité de gestion des charges de service public de l'électricité ; le Comité du système de distribution publique d'électricité). Le public sera, ensuite, à nouveau invité à donner son avis sur la PPE par Internet, éclairé par l'Avis rendu par l'Autorité environnementale. Les États voisins seront également invités à donner leurs avis. L'adoption de la PPE et la publication du décret correspondant sont attendues dans le courant de l'année 2019.

(1) Incluant la dotation de 389 349 361 actions EDF de l'EPIC BpiFrance depuis janvier 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 a prévu 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 etc.) ou de leurs dépenses visant à améliorer la performance énergétique de leur logement.

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 1er 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 « 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. A l'exception de la directive n° 2018/844 relative à la performance énergétique des bâtiments intervenue dès le 30 mai 2018, l'adoption des textes finaux n'est pas attendue avant le premier semestre 2019 à l'issue des trilogues (Parlement européen / Conseil / Commission). 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.

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. 2 224-32 et L. 2 224-33 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 1er 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 1er 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 1er 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[(2)] 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° 2016-129 du 10 février 2016 a institué, à compter du 1er 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.

(1) Loi du 15 juin 1906, loi n° 46-628 du 8 avril 1946, loi n° 2000-108 du 10 février 2000, loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003, loi n° 2004-803 du 9 août 2004, loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006, loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010.

(2) Ou leur Entreprise Locale de Distribution.

Les différends relatifs à l'accès des tiers aux réseaux relèvent du Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDiS) de la CRE.

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 1er 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 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 par le compte d'affectation spéciale « Transition énergétique » créé par la loi de finances rectificative pour 2015. Pour 2018, l'article 50 de la loi n° 2017-1837 du 30 décembre 2017 de finances pour 2018 substitue à des 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 intègrera 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. Sur ces mêmes bases, la loi de finances pour 2019 prévoit une légère augmentation de la fraction de TICPE, qui passe de 7 166,3 millions d'euros à 7 246,4 millions d'euros, à hauteur du niveau de dépenses prévu en 2019.

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 d'énergie (électricité et gaz) assignées en particulier à EDF, aux autres producteurs d'énergie 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 chèque énergie ;
- les coûts supportés par les fournisseurs en raison de leur participation au dispositif de l'afficheur déporté institué en faveur des personnes en situation de précarité.

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 1er 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 ; depuis début 2017, ce CAS est alimenté par un pourcentage des recettes de TICPE (Taxe Intérieure sur la Consommation des Produits Energétiques, ex-TIPP sur les essences et diesels), et marginalement par une taxe sur les charbons (TICC). Les

énergies carbonées contribuent ainsi au financement de la transition énergétique ;

- 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 dans le programme *« Service Public de l'Énergie »* ;
- les recettes de la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE), renommée « Contribution au Service Public de l'Electricité » (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 ou directement auprès des producteurs qui produisent de l'électricité pour leurs propres besoins. Elle servait historiquement à financer les ENR, les cogénérations, les surcoûts en zone insulaire et les dispositifs sociaux, ce n'est plus le cas depuis le 1er janvier 2017.

Le montant de la CSPE a été fixé à 22,50 €/MWh à compter du 1er janvier 2016. Ce niveau a été maintenu pour 2017, 2018 et 2019. Par exception, pour les entreprises électro-intensives et hyper-électro-intensives et les entreprises de transport, des tarifs réduits compris entre 0,50 €/MWh et 12 €/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 CO_2). C'est dans ce cadre que, depuis le 1er janvier 2017, le CAS « Transition énergétique » est alimenté par une fraction des recettes de la TICPE, tandis que la CSPE alimente directement et exclusivement le budget général.

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 1er 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. La note 4 de l'annexe figurant dans la section 6.1 « Comptes consolidés 31 décembre 2018 » détaille les impacts financiers pour le Groupe de la mise en œuvre de cette réglementation.

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. A la suite de la publication du décret n° 2018-997 du 15 novembre 2018 relatif au mécanisme d'obligation de capacité dans le secteur de l'électricité, RTE a mis en consultation un nouveau projet de règles.

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 modifié en dernier lieu par arrêté du 12 octobre 2018. Cela a permis l'entrée en vigueur du mécanisme au 1er janvier 2017.

Des transactions de gré à gré restent possibles.

La mise en œuvre des engagements concernant la participation des capacités étrangères et des contrats de long terme a nécessité 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. Ainsi, le décret n° 2018-997 du 15 novembre 2018 relatif au mécanisme d'obligation de capacité dans le secteur de l'électricité prévoit les modalités de prise en compte explicite de certaines contributions transfrontalières à la sécurité d'approvisionnement électrique en France, ainsi que les modalités de mise en place d'un dispositif de contractualisation pluriannuelle pour les nouvelles capacités.

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* 3.1 ») approuvées par la CRE le 14 décembre 2017 applicables pour l'année 2018 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 14 décembre 2017 applicable pour l'année 2018.

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 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 toutes 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.

Sur cette base, la CRE a présenté ses recommandations et orientations sur les sujets liés à l'autoconsommation dans une délibération du 15 février 2018.

Dans une délibération du 7 juin 2018, la CRE a fixé le Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité (TURPE) pour les participants à une opération d'autoconsommation collective.

Par ailleurs, dans le cadre de l'examen de projet de loi relatif à la croissance et la transformation des entreprises (projet de loi PACTE), les députés ont adopté un amendement visant à autoriser, à titre expérimental, pour une durée de 5 ans, des opérations d'autoconsommation collective dans un périmètre « respectant un critère de proximité géographique défini par arrêté après avis de la CRE ».

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.

Le décret n° 2018-402 du 29 mai 2018 relatif aux réseaux intérieurs des bâtiments précise les conditions d'existence de ces réseaux ainsi que les droits et devoirs des propriétaires et gestionnaires d'immeubles de bureaux, des utilisateurs de ces réseaux ainsi que des gestionnaires des réseaux publics de distribution d'électricité.

La régulation du secteur électrique

La Commission de régulation de l'énergie (CRE)

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 régulatoire

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.

Le Tarif d'Utilisation du Réseau Public de transport (TURPE 5 HTB) est entré en vigueur au 1er 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 prévoyait une augmentation de 6,76 % au 1er août 2017, suivie d'une évolution à l'inflation au 1er août de chaque année (hors effets correctifs du compte de régularisation des charges et des produits). L'évolution tarifaire au 1er août 2018 s'est élevée à + 3,0 %.

La rémunération financière des actifs de RTE résulte du produit de la base d'actifs régulés (BAR), estimée au 1er janvier 2018 à 14 119 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.

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.

La CRE a défini par une délibération du 17 novembre 2016, le nouveau tarif d'utilisation du réseau public de distribution TURPE 5 HTA/BT. Il est entré en vigueur au 1er août 2017 pour une période initiale de quatre ans environ et prévoyait une évolution à l'inflation au 1er août de chaque année entre 2018 et 2020 (hors effets correctifs du compte de régularisation des charges et des produits).

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.

La CRE a par ailleurs 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 2017.

Le 2 février 2017, Enedis a déposé devant le Conseil d'État une requête en annulation à l'encontre des deux délibérations TURPE 5 HTA/BT.

Le 3 février 2017, EDF a également déposé devant le Conseil d'État une requête en annulation à l'encontre des mêmes délibérations de la CRE.

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.

En réponse à l'arrêt du Conseil d'État, le 28 juin 2018, la CRE a adopté une délibération, publiée au Journal Officiel du 29 juillet 2018, portant décision sur le TURPE 5 bis HTA/BT et son évolution au 1er août 2018. Aucun des autres éléments du TURPE 5 HTA/BT n'ayant été remis en cause par cette décision, le tarif TURPE 5 bis ne diffère du TURPE 5 que par la seule prise en compte des principes énoncés dans la décision du Conseil d'État et de l'évolution attendue du taux d'imposition sur les sociétés.

Ces évolutions sont prises en compte au travers d'une augmentation au 1er aout 2018 de 0,06 % qui combinée à la prise en compte de l'inflation et de la régularisation du CRCP conduit à une revalorisation en moyenne de -0,21 %.

Ce tarif, fixé pour une période de trois ans environ, sera ensuite soumis à une évolution à l'inflation au 1er août de chaque année (hors effets correctifs du compte de régularisation des charges et des produits et, dans une moindre mesure, de l'actualisation des conséquences de la prise en compte de la décision du Conseil d'État).

Dans le cadre du TURPE 5 bis HTA/BT, la rémunération financière d'Enedis résulte de la somme de la rémunération sur actifs gérés (BAR rémunérée à 2,5 %) et de la rémunération des capitaux propres régulés (rémunérés à 4,0 %).

Cette décision reprend également les délibérations précédentes de la CRE relatives aux charges liées à la gestion de clientèle en contrat unique, *via* la composante de gestion, et à l'autoconsommation collective (délibération du 7 juin 2018) qui a introduit une nouvelle formule tarifaire à destination des utilisateurs raccordés au réseau basse tension participant à une opération d'autoconsommation collective ; le tarif applicable aux autoconsommateurs individuels restant inchangé.

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 2018, le différé est de + 950 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 2018 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 1er novembre et 1er 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 1er 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 1er 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 3.2.3.2 « 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 1er 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 1er 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.

Le projet de loi relatif à la croissance et la transformation des entreprises autorise le Gouvernement à prendre par ordonnance dans un délai de six mois à compter de la promulgation de la loi toute mesure relevant du domaine de la loi permettant de mettre en conformité le régime des tarifs réglementés de vente du gaz naturel et de l'électricité avec le droit de l'Union européenne et d'en tirer les conséquences sur les contrats en cours concernés en prévoyant, notamment, les conditions et modalités de leur extinction et, le cas échéant, de transition vers une offre de marché aux dates d'extinction de ces tarifs. La suppression des contrats aux tarifs réglementés de vente aura lieu le 1er juillet 2023.

Le Gouvernement est habilité, en outre, à prendre par ordonnance, d'une part, un dispositif permettant aux consommateurs domestiques qui ne trouvent pas d'offre de fourniture de gaz naturel de bénéficier d'une offre de fourniture de dernier recours et, d'autre part, un dispositif de fourniture de secours se substituant à un fournisseur défaillant ou interdit d'exercer afin d'assurer la continuité de fourniture des consommateurs finals.

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 autorisé 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 1er 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 et suivants 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.

Les décrets n° 2018-221 du 30 mars 2018 relatif à la constitution des stocks complémentaires de gaz naturel mentionnés à l'article L. 421-6 du Code de l'énergie et n° 2018-276 du 18 avril 2018 modifiant diverses dispositions de la partie réglementaire du Code de l'énergie relatives au secteur du gaz naturel ont modifié la partie réglementaire du Code de l'énergie relative à l'accès au stockage souterrain de gaz naturel pour tenir compte des modifications législatives introduites par la loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017.

L'arrêté du 9 mai 2018 relatif à la prise en compte des capacités de stockage souscrites dans un autre Etat membre de l'Union européenne pour l'application de l'article D. 421-12 du Code de l'énergie a abrogé l'arrêté du 31 juillet 2017.

Enfin, la CRE a mis en œuvre la réforme du stockage du gaz naturel par trois délibérations publiées le 22 février 2018 : délibération portant décision sur le tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel, délibération portant décision relative aux modalités de commercialisation des capacités de stockage et délibération portant décision d'introduction d'un terme tarifaire stockage dans le tarif d'utilisation des réseaux de transport de GRTgaz et TIGF, délibération complétée à l'issue de la vente aux enchères des capacités de stockage, par la délibération de la CRE du 27 mars 2018 fixant le niveau du terme tarifaire stockage dans le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel.

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 EN FRANCE

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 autres 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 1er 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.

La loi portant évolution du logement, de l'aménagement et du numérique (dite loi ELAN) insère dans la partie du Code de l'énergie relative à l'accès et au raccordement aux réseaux électriques un chapitre 5 consacré aux colonnes montantes. Les colonnes mises en service à compter de la publication de la loi appartiennent au réseau public de distribution. Pour celles mises en service avant, elles ont vocation à intégrer le réseau public de distribution dans un délai de deux ans à compter de la publication de la loi. Les propriétaires ou copropriétaires ont la faculté de demander leur intégration anticipée. Ils peuvent également décider de conserver la propriété de leur colonne.

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 EN FRANCE

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 avril 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 1er 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.

La directive-cadre sur l'eau du 23 octobre 2000 prévoit qu'elle soit réexaminée par la Commission, au plus tard 19 ans après son entrée en vigueur, soit en 2019.

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.

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 (codifiés aux articles L. 181-1 et R. 181-1 et suivants du Code de l'environnement) 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.

Le 17 avril 2018, la Commission européenne a publié un projet de directive relative à la protection des personnes signalant des violations du droit de l'Union sans qu'aucun calendrier concernant les discussions relatives à ce texte et son adoption n'ait été arrêté à date.

Action de groupe en matière environnementale

La loi n° 2016-1547 du 18 novembre 2016 de modernisation de la justice du XXIe 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.

Le 11 avril 2018, la Commission européenne a publié un projet de directive relative aux actions représentatives dans le domaine de la protection des intérêts collectifs des consommateurs, et abrogeant la directive 2009/22/CE actuellement en vigueur. À date, ce texte n'a pas encore été discuté au sein des institutions européennes.

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 (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, à compter de l'exercice 2018 le *reporting* extra-financier susvisé est remplacé par la publication dans le rapport de gestion d'une déclaration de performance extra-financière (DPEF), 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 3.8.1 « Plan de vigilance »).

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 1er 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, de déclaration et d'utilisation des appareils dont le volume de fluide contenant des PCB est supérieur à 5 dm^3. 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 CO_2 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 1er 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), par les lois n° 2015-992 du 17 août 2015 et n° 2015-1567 du 2 décembre 2015 ainsi que par les décrets n° 2012-1343 du 3 décembre 2012, n° 2014-220 du 25 février 2014, n° 2015-995 du 17 août 2015 et n° 1016-849 du 28 juin 2016. Depuis le 1er 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 1er 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, la loi n° 2016-1087 du 8 août 2016 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.

Dans le cadre du « Paquet Énergie Propre », la directive 2018/844 du du 30 mai 2018, publiée au Journal officiel de l'Union européenne du 19 juin 2018, modifie la directive 2010/31/UE sur la performance énergétique des bâtiments et la directive 2012/27/UE relative à l'efficacité énergétique, afin de renforcer les dispositions actuelles et d'en simplifier certains aspects. Elle devra être transposée par les Etats membres au plus tard le 10 mars 2020.

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).

La troisième période du dispositif a débuté le 1er 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 1er 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 (codifié aux articles R. 221-1 et suivants du Code de l'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.

Le décret n° 2017-1848 du 29 décembre 2017 (codifié aux articles R. 221-1 et suivants du Code de l'énergie) porte le plafond alloué aux programmes d'accompagnement à 200 milliards de kWh d'énergie finale cumulée actualisés.

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 etc.).

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 1er 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 1er 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 1er 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.

Déchets

Le paquet « Economie circulaire » présenté par la Commission en décembre 2015 a été adopté. Il est composé d'un corpus de quatre directives : (i) directive (UE) 2018/849 du Parlement européen et du Conseil du 30 mai 2018 modifiant la directive 2000/53/CE relative aux véhicules hors d'usage, la directive 2006/66/CE relative aux piles et accumulateurs ainsi qu'aux déchets de piles et d'accumulateurs, et la directive 2012/19/UE relative aux déchets d'équipements électriques et électroniques ; (ii) directive (UE) 2018/850 du Parlement européen et du Conseil du 30 mai 2018 modifiant la directive 1999/31/CE concernant la mise en décharge des déchets ; (iii) directive (UE) 2018/851 du Parlement européen et du Conseil du 30 mai 2018 modifiant la directive 2008/98/CE relative aux déchets ; (iv) directive (UE) 2018/852 du Parlement européen et du Conseil du 30 mai 2018 modifiant la directive 94/62/CE relative aux emballages et aux déchets d'emballages. Le paquet « économie circulaire » renforce et unifie les règles de gestion des déchets et tend à prendre en compte l'ensemble du cycle de vie d'un produit. Il devra être transposé par les Etats membres au plus tard le 5 juillet 2020.

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 indemnisations 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 1er 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 Ier 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 1er 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 1er 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 du 24 septembre 2018 *fixant les règles de calcul et les modalités de constitution des garanties financières prévues par l'article R. 516-2-I du Code de l'environnement* est venu fixer les modalités, à compter du 1er janvier 2019, 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 3 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 applicable jusqu'au 20 décembre 2018. A compter de cette date, cinq arrêtés du 3 août 2018 vont fixer les prescriptions applicables aux installations de combustion classées au titre des rubriques 2781-1, 2910, 2931 et 3110. 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 et Framatome sont 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 notamment 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), modifié. 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 prend 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.

Le décret du juin 2016 a refondu le régime des modifications des INB en distinguant les modifications substantielles nécessitant un décret des modifications notables qui selon des critères définis par l'ASN relèvent du régime de l'autorisation et de la déclaration. Par décision du 30 novembre 2017, l'ASN a complété le régime des modifications notables (critères, modalités, contrôle interne etc.) et met fin aux systèmes d'autorisation interne. Ce nouveau régime entrera en vigueur au plus tard le 1 juillet 2019.

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 dans les meilleurs délais 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.

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 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. 1333-11 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 a

été transposée en droit interne par l'ordonnance n° 2016-128 du 10 février 2016 précitée et par deux décrets du 4 juin 2018 réformant respectivement la partie réglementaire du Code de la santé publique, de l'environnement et de la défense (décret n° 2018-434) et le Code du travail (décret n° 2018-437). Des arrêtés d'application viendront précisés ces dispositions.

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 indemnisables. 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 régie 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 etc.). 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.

Impact du Brexit sur le Traité Euratom

Il est prévu qu'à la date du 29 mars 2019, le Royaume-Uni quitte l'Union européenne et ne soit donc plus partie au Traité Euratom. Les conséquences et les mesures prises pour traiter cette situation figurent au 1.4.5.1.1 – « Activités du Groupe au Royaume Uni – Stratégie ».

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 1er 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 1er 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 qui sera abrogé à compter du 20 décembre 2018. En effet, un décret n° 2018-704 du 3 août 2018 a modifié, à

compter de cette date, l'intitulé des rubriques 2910 (Combustion), 2770 et 2771 (Incinération) ainsi que les seuils d'autorisation et de déclaration lesquels débutent à 1 MW au lieu de 2 MW précédemment. Il adapte le contenu du dossier d'enregistrement pour les installations de combustion. Par ailleurs, cinq nouveaux arrêtés du 3 août 2018 vont fixer, à compter du 20 décembre 2018, les prescriptions applicables aux installations de combustion (classées au titre des rubriques 2781-1, 2910, 2931 et 3110).

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. 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 qui devait être transposée au plus tard le 19 décembre 2017 a été transposée par le décret n° 2018-704 du 3 août 2018 modifiant la nomenclature des installations classées et certaines dispositions du Code de l'environnement. Cette directive établit des règles visant à limiter les émissions atmosphériques de dioxyde de soufre (SO_2), d'oxydes 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. Cinq 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 ont également été adoptés le 3 août 2018.

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 1er 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 1er 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 1er 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. Par ailleurs, la loi n° 2018-1317 du 28 décembre 2018 de finances pour 2019 institue une redevance pour toute concession prorogée en application du troisième alinéa de l'article L. 521-16 du Code de l'énergie (concessions sous le régime des délais glissants), à compter du 1er janvier 2019. Le taux de cette redevance sera déterminé par décret en Conseil d'État en tenant compte des caractéristiques de la concession.

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. L'arrêté du 6 août 2018 fixant des prescriptions techniques relatives à la sécurité des barrages qui s'applique aux ouvrages autorisés comme aux ouvrages concédés édicte des exigences essentielles de sécurité applicables aux barrages. Selon les classes de barrages, l'entrée en vigueur des dispositions pour les barrages existants s'échelonnent entre le 31 décembre 2025 et le 31 décembre 2035.

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 1er 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 1er 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 CO_2 ;
- 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 etc.), 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 2018, la Direction de la Recherche et Développement a actualisé la liste des projets en rupture qu'elle mène pour préparer l'avenir du Groupe. Cinq nouveaux projets en rupture ont été définis, il s'agit de :

- l'électricité pour décarboner l'économie : pour lutter contre le dérèglement climatique et se donner les moyens de la croissance, les économies mondiales doivent impérativement réduire leur empreinte carbone. L'électricité sera un des moteurs clés de cette croissance bas carbone. La R&D investit en conséquence toutes les composantes techniques permettant de répondre à cette ambition ;
- stockage et production décentralisée : les évolutions des performances et prix des solutions de stockage, de système photovoltaïques et d'énergie décentralisée (autoconsommation photovoltaïque, micro-cogénération, etc.) peuvent induire des modifications majeures dans les modèles d'activités des électriciens basés aujourd'hui sur la mise en œuvre d'un équilibre offre-demande, à tout instant et résilient à un incident de réseau. Pour contribuer à l'atteinte des objectifs du plan stockage d'EDF (développer 10 GW de moyens de stockage d'ici 2035 dans le monde), la R&D d'EDF a lancé un ambitieux projet de rupture sur les batteries, l'autoconsommation, la production décentralisée et l'hydrogène très bas carbone ;
- « Smart building & smart cities » : ce projet vise d'une part à ce que le bâtiment de demain contribue aux équilibres énergétiques (réduction des émissions de GES - gaz à effet de serre) et d'autre part à ce que la « *smart city* » soit une ville où l'on peut dormir la fenêtre ouverte (ville où l'on respire bien, sans bruit, sûre et « éco-friendly »). Pour ce faire, EDF R&D va élaborer des méthodes et outils de pilotage et d'optimisation des systèmes multi énergies ;
- le nucléaire de demain : ce projet correspond à la démarche « initiatives usine nucléaire du futur » qui comporte un ensemble de dix-huit briques technologiques mettant à disposition du parc des innovations marquantes en matière de digital (jumeau numérique), de fabrication (fabrication additive), de matériaux (combustibles innovants) et d'optimisation (mix-électrique ENR-nucléaire) ;
- vers une R&D plus agile au service du groupe EDF de demain : ce dernier projet vise à adapter le modèle de R&D, notamment en termes de création de valeur pour les entités du Groupe, aux contextes technologique et concurrentiel du Groupe qui s'accélèrent et s'intensifient.

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 2018, le budget d'EDF R&D s'élève à 510 millions d'euros auquel il faut ajouter la R&D conduite par certaines filiales, ce qui donne un montant global du budget de recherche et développement du Groupe à 711 millions d'euros, incluant la contribution de Framatome. 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 20 % de ce budget a été consacré en 2018 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, le stockage de l'énergie, l'hydrogène décarboné et ses applications pour décarboner l'économie, 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.

À fin 2018, la R&D d'EDF compte 1 900 collaborateurs en France ; 29 nationalités sont représentées. Les cadres représentent 84 % des effectifs, et le taux de féminisation est de 31,6 %. La R&D accueille 117 doctorants et 77 alternants. Près de 160 chercheurs enseignent dans les universités et les grandes écoles. La R&D emploie également 225 salariés dans ses différents centres implantés à l'étranger dont 27 expatriés. Enfin, la R&D d'EDF a embauché à fin octobre 2018, 45 personnes. Elle enregistre un flux de mobilité exportateur vers les autres entités du groupe EDF. Ainsi, à fin octobre 2018, le solde de mobilité s'élève à 55 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 pilote un organisme de formation interne, l'Institut de Transfert de Technologie (ITech) qui a pour vocation de diffuser les savoirs, savoir-faire et les innovations issues de la R&D d'EDF vers le groupe EDF. En 2018, ITECH dispose d'un catalogue, actualisé chaque année, de 114 formations basées sur les compétences de la R&D dont 56 sont ouvertes à des professionnels externes. Ces formations sont également intégrées dans les offres et cursus de professionnalisation des Académies des Métiers (voir section 3.3.1.3 « Le développement des compétences : préparer l'avenir »). L'offre ITech a intégré en 2018 un nouveau programme de formation sur la création de valeur dans les projets innovants.

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 423 et 540 personnes.

Le centre principal de R&D d'EDF, est implanté depuis 2016, à Palaiseau, sur le campus de Paris-Saclay. Ce nouveau site accueille 1 054 personnes, parmi lesquels des chercheurs du Groupe, mais aussi des étudiants en thèse, des stagiaires et des partenaires d'EDF.

Le site de Saclay donne une nouvelle ambition à la R&D d'EDF et place l'innovation et la recherche scientifique et industrielle au cœur des priorités du Groupe.

Le pôle formé de la R&D d'EDF et du nouveau Campus de Formation du groupe EDF, qui a ouvert ses portes en septembre 2016 positionne EDF comme un acteur de premier plan du campus de Paris-Saclay, une situation idéale pour 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 etc.), et ainsi contribuer à assurer la cohérence de l'ensemble du système ainsi que sa sûreté (sécurité, confidentialité etc.) ;
- 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, le BRGM 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) SAS, Institut pour la Transition Energétique (ITE) dédié aux développements de ruptures technologiques sur le 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 Secrétariat général pour l'investissement (SGPI).

Un partenariat avec l'INSTN, l'institut de formation du CEA, a également été conclu pour la mutualisation de formations (3 modules) sur la neutronique. Un second partenariat de ce type et toujours avec l'INSTN est en cours pour mutualiser plusieurs formations sur les matériaux.

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), 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 est désormais de 4 PFlops.

Le Groupe possède par ailleurs des moyens expérimentaux uniques, comme des boucles analytiques spécifiques (chimie-corrosion, rupture, aéroacoustique etc.), 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'entreprenariat ;
- 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*, incubateurs, grands groupes) est mis au service des enjeux du Groupe.

En 2018, 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-up* 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 etc.) 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'événements comme Vivapolis etc.

La R&D contribue également au développement de nouveaux business, notamment au travers de l'entreprenariat et ce en lien avec la Direction EDF Pulse Croissance (voir section 1.4.6.1.3 « EDF Pulse Croissance »).

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, détenues désormais par EDF Pulse Croissance, 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 (hors Framatome récemment intégré). 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 de recherche 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 technologiques (numérisation) ainsi que l'ouverture à la concurrence des marchés changent en profondeur le rapport entre les énergéticiens et leurs clients. Ils permettent à ces derniers d'être acteurs de leur consommation ou de leur production d'énergie, au niveau individuel ou à l'échelle d'un territoire.

Les nouveaux contextes législatifs ou réglementaires européen et français avec le Clean Package, la SNBC et la PPE ainsi que les diverses incitations fiscales pour l'électrification des usages – soutien au développement du véhicule électrique, au remplacement des chaudières fioul par des pompes à chaleur - dessinent également un nouveau paysage énergétique.

Dans ce contexte, les enjeux des commercialisateurs et des filiales de spécialité du groupe EDF sont multiples et les objectifs fixés par CAP 2030 sont ambitieux en matière de services énergétiques :

- l'évolution de la gamme d'offres de prix afin de l'adapter aux conditions d'une concurrence renforcée ;
- 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* (pilotage, 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.

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 accompagné l'intégration de son prototype de pompe à chaleur industrielle à haute température PACO sur un réseau de chaleur en Belgique pour le compte d'EDF Luminus, permettant d'augmenter la part d'EnR du réseau concerné alimenté par une cogénération. 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 ou de fin de nuit.

La « smart factory » : des travaux ont été accélérés autour de la sûreté de fonctionnement des réseaux électriques industriels ainsi que la création d'un projet d'offre en « *software as a service* » destiné aux clients industriels. 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.

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. 2018 aura vu le lancement du « Don d'énergie » en partenariat avec la Fondation Abbé Pierre, permettant à partir de son *smartphone* de faire un don aux foyers en précarité énergétique. La R&D a poursuivi l'élaboration d'une nouvelle offre de services énergétiques associant cette fois la fourniture d'électricité, le pilotage par zone du chauffage électrique par thermostat connecté et l'interface client digitale pour une nouvelle filiale d'EDF.

L'année 2018 a également vu la mise sur le marché de nouvelles interfaces clients, exploitant des techniques liées à l'intelligence artificielle et à la réalité augmentée.

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 Energétique 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 contrat de prestation avec une société de promotion immobilière russe, à Moscou.

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 technologiques 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 ;
- développer les mobilités alternatives (batteries ou H2) pour les transports lourds : bus, camions, trains et transport fluvial/maritime tant du point de vue de la qualification des batteries aux véhicules et à leur usage, que des technologies de charge des véhicules en électricité ou en H2 ;
- concevoir des solutions pour la Mobilité *as a Service* notamment en préparant l'émergence des véhicules autonomes.

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 etc.) 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 d'énergie et du développement des usages de l'électricité, les ruptures potentielles sur l'offre, les choix de mix énergétiques et les conditions de réalisation des scénarios de transitions énergétiques (financement, technologies, infrastructures) dans la perspective de l'atteinte de la neutralité carbone à l'horizon 2050. A ce titre, la R&D a réalisé en 2018 en liaison avec des acteurs de la région sud-Provence Alpes Côtes d'Azur une étude prospective visant à identifier les leviers à mettre en œuvre pour favoriser une région bas carbone, résiliente, à fort développement économique et prix de l'énergie compétitif ;
- *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 du développement de la production renouvelable variable (éolien et PV), du développement de la mobilité électrique et 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 2018, la R&D a poursuivi la pré-industrialisation d'une nouvelle génération de solutions de connectivité, de *management* et d'administration des systèmes de contrôle-commande et de conduite des réseaux et des ressources distribuées. Ces solutions s'appuient sur des normes internationales récentes (CEI) qui permettent une interopérabilité importante entre les équipements. Les premières versions des

logiciels embarqués pour le pilotage des ressources distribuées et les postes électriques seront livrées début 2019 en vue d'être intégrées aux systèmes industriels des entités et filiales du Groupe. Des solutions de haut niveau de cybersécurité sont également développées pour les équipements terminaux et les systèmes centraux d'administration et de pilotage ;

- les travaux de la R&D portent également sur l'impact du développement du courant continu pour l'insertion des énergies renouvelables en termes 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 est notamment engagée dans les projets EU-SysFlex visant à bâtir une feuille de route flexibilité 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 planification end-to-end 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 participe à des démonstrations 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 à différentes mailles géographiques ; elle travaille en partenariat avec les organismes météo pour faire évoluer les référentiels météorologiques pour la gestion des systèmes électriques ;
- 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 accélère le développement de l'ensemble des solutions qui faciliteront l'insertion sur le réseau de la mobilité électrique. Les travaux portent sur l'analyse de l'effet du véhicule électrique au niveau de son point de connexion avec le réseau de distribution : impact du profil de charge sur la puissance appelée, impact sur la qualité de l'onde et sur le plan de protection. Un autre axe de travail porte sur la prévision du développement et de l'organisation des mobilités sur différents horizons de temps et à plusieurs mailles géographiques afin d'estimer l'effet sur le réseau. La R&D développe également les solutions technologiques, matérielles, logicielles et de communication qui apporteront une solution optimale pour l'insertion des bornes de recharge sur le réseau ;
- la R&D apporte son appui pour une partie des tests de validation des matériels de comptage (dont Linky) et contribue aux évolutions technologiques des matériels de réseaux électriques ;
- 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. Des démonstrateurs de *microgrids* ont été implémentés avec succès pour plusieurs cas d'applications : insertion d'énergies renouvelables et de stockage dans des micro-réseaux pour les zones insulaires EDF SEI (Ile de Sein, cirque de Mafate à la Réunion), apports fonctionnels des *microgrids* à un réseau interconnecté pour une amélioration de la résilience ou le soutien de réseau (*Nice Grid*). EDF R&D a par ailleurs mis en service avec succès en octobre 2018 un démonstrateur de *microgrid* à Singapour qui prouve sa capacité à fournir une offre d'électrification dans les régions d'Asie du Sud-Est grâce à des micro-réseaux décarbonés, fiables, réplicables et à coût compétitif par rapport aux énergies fossiles ;
- 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 et de développer les outils d'agrégation des flexibilités locales des Systèmes Energétiques 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.

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 et 2018 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 centralisée, 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 2018, la R&D a par exemple réalisé la deuxième 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 2018 servent à consolider le jumeau numérique de cette enceinte qui permet de 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.

Plus globalement, le groupe EDF (EDF et Framatome) est associé au CEA dans l'Institut Tripartite pour mener des actions de R&D. Dans ce cadre, les 3 Partenaires ont lancé en 2017 la démarche « Initiatives pour l'Usine Nucléaire du Futur » structurée en briques technologiques qui servent à la fois le Parc en exploitation et le Nouveau Nucléaire. Plusieurs briques technologiques visent à acquérir et capitaliser la connaissance des mécanismes de vieillissement des composants ayant un impact sur la durée de fonctionnement des tranches nucléaires du groupe EDF. Cette connaissance est utilisée pour contribuer à la maîtrise des aléas génériques et optimiser les stratégies de maintenance, de rénovation voire de remplacements des matériels et structures importants pour la sûreté et la disponibilité. En ce sens cela contribue aussi à l'amélioration des performances actuelles des tranches.

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 EDF et sa filiale FRAMATOME, le CEA, des Equipementiers, des Entreprises de maintenance et 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 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 101 membres de 25 pays, industriels, entités de recherche, autorités de sûreté etc. 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 en France et à l'international. 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, des objectifs ambitieux ont été définis dans le cadre de CAP 2030 et le groupe EDF a lancé fin 2017 et en 2018 deux plans, l'un sur le solaire, l'autre sur le stockage.

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, industriel et les *start-up*. 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'inerties, batteries à flux, électrolyseurs, piles à combustibles (hydrogène), stockage thermique de chaleur et de froid.

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 Renouvelables 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. En appui aux projet d'éolien *offshore*, EDF R&D a analysé le retour d'expérience de l'installation du parc de Blyth (UK), et est intervenu en appui à la construction d'un banc d'essai dédié avec un partenaire anglais pour tester le jeu de roulements principaux de la turbine Haliade. La R&D prépare également l'avenir en étudiant les technologies d'éolien *offshore* flottant. Ainsi, en appui à maîtrise d'ouvrage sur le projet éolien flottant Provence Grand large : EDF R&D a évalué les performances des flotteurs avec les outils de modélisation développés ;
- d'accroître la compétitivité des projets PV et 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. Dans le domaine du photovoltaïque, EDF R&D a ainsi développé et industrialisé un outil d'évaluation du productible d'une ferme photovoltaïque équipée de panneaux PV bifaciaux ainsi qu'un modèle hybride de dégradation à long terme des modules PV (modélisation physique + big data) ;
- d'aider le groupe EDF à accéder à de nouveaux marchés, notamment pour gagner une première référence dans le solaire thermodynamique, et réussir le déploiement de l'offre d'autoconsommation « Mon soleil et moi » sans injection sur le réseau ; sur ces sujets, EDF R&D a mobilisé son expertise sur le projet de EDF Renouvelables au Maroc afin de réduire les risques techniques et promouvoir le solutions innovantes à base de solutions hybrides CSP+PV+stockage thermique et de réduire les incertitudes sur les estimations d'atténuation du rayonnement solaire. EDF R&D a également développé pour EDF ENRS de nouveaux algorithmes pour maximiser l'autoconsommation PV ;
- 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 Renouvelables, 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 etc.). En 2018, EDF R&D a contribué à la définition des infrastructures de données et a appuyé EDF Renouvelables dans la construction de leur DataLake ;
- 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 couts 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.

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 localisés à Saclay ; Le nouveau bâtiment destiné à accueillir l'IPVF a été terminé à l'automne 2017 et les équipes d'EDF et de l'IPVF y sont maintenant installées (elles étaient auparavant hébergées sur le site d'EDF R&D de Chatou). Cet ensemble immobilier d'environ 8 000 m^2 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 ;
- France Énergies Marines, sur les énergies de la mer et l'éolien en mer (FEM est une association) ;
- 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 ConnexITy, 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'EnergieWende. Dans le domaine de l'hydrogène, le Centre EIFER a accru en 2018 ses compétences en tant qu'un des contributeurs clé des actions de recherche associées au Plan Stockage lancé par le Groupe. L'année 2018 a permis par ailleurs d'approfondir la coopération initiée en 2017 avec le centre de recherche japonais CRIEPI avec EIFER et le centre R&D d'Edison à travers l'organisation de groupes de travail communs tenus au Japon et en Europe. 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. Dans la continuité des contrats signés à Singapour, EIFER a concrétisé un accord commercial en Russie pour le déploiement de la « EDF City Platform » pour une ville nouvelle proche de Moscou.

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 National Nuclear Laboratory (NNI) 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 notamment sur les problématiques environnementales du site. 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 entité de développement dans les énergies renouvelables établie en Chine et le centre a accru sa coopération avec plusieurs partenaires publics et privés chinois dans le domaine du solaire à concentration. Les moyens déployés en Chine dans le domaine du véhicule électrique positionnent le centre comme un atout dans la veille sur les technologies et les modèles d'affaire qui se développent dans ce pays.

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.

En soutien aux objectifs de développement commercial d'Edison, le centre de R&D a 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 servicies 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. Enfin le centre R&D d'Edison a engagé une montée en compétence significative dans le domaine de l'analyse des données.

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 d'EDF Innovation Lab couvrent notamment l'analyse des tendances technologiques et digitales et régulatoires, 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* avec des partenaires de premier plan comme l'Université de Stanford. 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.

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 la dimension innovante de la qualité de vie (bruit, îlots de chaleur, mobilité etc.). L'année 2018 a vu la mise en service en un an du premier démonstrateur *microgrids* à coût compétitif et à énergie renouvelable sur l'île de Semakau au large de Singapour. Ce démonstrateur va permettre d'industrialiser une solution abordable en coût, fiable et respectueuse de l'environnement pour les zones insulaires ou non connectées d'Asie du Sud Est alimentés à ce jour par des groupes diesels. Ce démonstrateur concrétise l'accord signé mi-octobre 2017 avec l'université NTU.

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 2018, le portefeuille d'EDF comprend 615 innovations brevetées et protégées par 1 906 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 2018, EDF a déposé 59 demandes de brevets [(1)] (64 en 2017).

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 2018 compte environ 497 dénominations, protégées par plus de 1 325 titres.

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 4,9 millions de mètres carrés de locaux tertiaires, dont 49 % appartiennent en pleine propriété au Groupe et 51 % sont loués auprès de tiers. En 2018, environ 247 actifs tertiaires ont été cédés, représentant une surface utile d'environ 0,5 millions de mètres carrés. Parmi ces 247 actifs, un portefeuille de 199 sites a été cédé par Sofilo. Par ailleurs, afin d'optimiser le parc immobilier, une démarche de rationalisation des implantations et des surfaces a été mise en œuvre, tout particulièrement en Ile-de-France. Cela conduira, courant 2019, à la résiliation d'un certain nombre de baux à Paris, La Défense et Levallois-Perret et au regroupement des équipes concernées sur le site de Smart Side, à Saint Ouen.

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 2019 - 2033 pour EDF à hauteur de 862 millions d'euros.

1.7.2 PARTICIPATION DES EMPLOYEURS À L'EFFORT DE CONSTRUCTION

EDF est assujetti à l'obligation de participer chaque année à l'effort de construction à hauteur de 0,45 % de sa masse salariale, ce qui représente 18,5 millions d'euros pour l'année 2018 (18,7 millions d'euros en 2017).

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 2018, l'encours résiduel non titrisé des créances « Accession à la propriété » s'élève à 1,7 millions d'euros au bilan d'EDF (2,1 millions d'euros au 31 décembre 2017).

(1) Il est précisé qu'Enedis a déposé quatre demandes de brevet.



2. FACTEURS DE RISQUES ET CADRE DE MAÎTRISE

2.1 RISQUES AUXQUELS LE GROUPE EST EXPOSÉ 112

2.1.1 Risques liés à la régulation des marchés de l'énergie 114

2.1.2 Risques liés au contexte concurrentiel et général 116

2.1.3 Risques liés à la transformation du Groupe 118

2.1.4 Risques liés à la performance opérationnelle du Groupe 119

2.1.5 Risques spécifiques liés aux activités nucléaires du Groupe 122

2.2 LA MAÎTRISE DES RISQUES ET DES ACTIVITÉS DU GROUPE 128

2.2.1 Environnement de contrôle 128

2.2.2 La mise en œuvre des dispositifs de maîtrise des activités et des risques 132

2.3 FACTEURS DE DÉPENDANCE 136

2.3.1 Domaine du cycle du combustible nucléaire 136

2.3.2 Domaine du développement et de la maintenance des centrales 136

2.4 PROCÉDURES JUDICIAIRES ET ARBITRAGES 138

2.4.1 Procédures concernant EDF 138

2.4.2 Procédures concernant les filiales et participations d'EDF 143

2.4.3 Litiges postérieurs à la clôture de l'exercice 2018 145

2.5 ASSURANCES 145

2.5.1 Organisation et politique assurances 145

2.5.2 Recours aux captives et aux mutuelles d'assurance 145

2.5.3 Assurances responsabilité civile (hors responsabilité civile nucléaire) 146

2.5.4 Assurance responsabilité civile des mandataires sociaux 146

2.5.5 Assurance dommages (hors biens nucléaires) 146

2.5.6 Assurance spécifique aux activités d'exploitant d'installations nucléaires 146

2.5.7 Primes 147

Les principaux risques auxquels le Groupe estime être exposé, et en tenant compte de sa spécificité, sont décrits dans la section 2.1 « Risques spécifiques auxquels le Groupe est exposé ».

Les dispositions mises en place par le Groupe pour mettre sous contrôle les activités et les risques auxquels il est exposé sont décrits dans la section 2.2 « La maîtrise des risques et des activités du Groupe ».

Les facteurs de dépendance vis-à-vis de ses clients et fournisseurs sont précisés dans la section 2.3 « Facteurs de dépendance ».

Le Groupe est confronté de manière générale à des risques juridiques dans l'ensemble de ses activités et sur ses différents marchés. Les principales procédures judiciaires, arbitrales et administratives dans lesquelles le Groupe est impliqué sont décrits à la section 2.4 « Procédures judiciaires et arbitrages ».

La section 2.5 « Assurances » 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 et peuvent dépendre des régulations comme du contexte économique ou général. Ces risques s'ajoutent aux risques endogènes inhérents à l'exercice des métiers du Groupe.

Les enjeux associés aux risques auxquels le Groupe est exposé sont multi-critères. Ils peuvent être stratégiques ou opérationnels et peuvent avoir des conséquences financières, notamment sur sa situation financière ou sa valeur patrimoniale.

Le Groupe décrit ci-dessous les principaux risques spécifiques auxquels il estime être exposé. Le principe de spécificité conduit à ne décrire dans cette section que les risques pour lesquels la spécificité du groupe EDF est un facteur-clé. Pour les risques non spécifiques au Groupe, l'absence de description du risque dans cette section n'exclut pas pour autant la prise en compte du risque par le Groupe. Les risques liés aux procédures judiciaires et arbitrages en cours sont décrits à la section 2.4 « Procédures judiciaires et arbitrages ».

Les risques spécifiques sont classés en cinq catégories, décrites respectivement dans les sections 2.1.1 à 2.1.5.

Les deux premières catégories portent sur les facteurs exogènes au Groupe (en bleu dans le graphe ci-dessous).

La section 2.1.1 « Risques liés à la régulation des marchés de l'énergie » décrit les risques liés à la régulation des marchés de l'énergie notamment ceux de l'électricité, avec la 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.

La section 2.1.2 « Risques liés au contexte économique et général », décrit 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 ou générale, et des éléments de politique publique ou de régulation générale dans les différents pays et territoires où s'exercent les activités du Groupe.

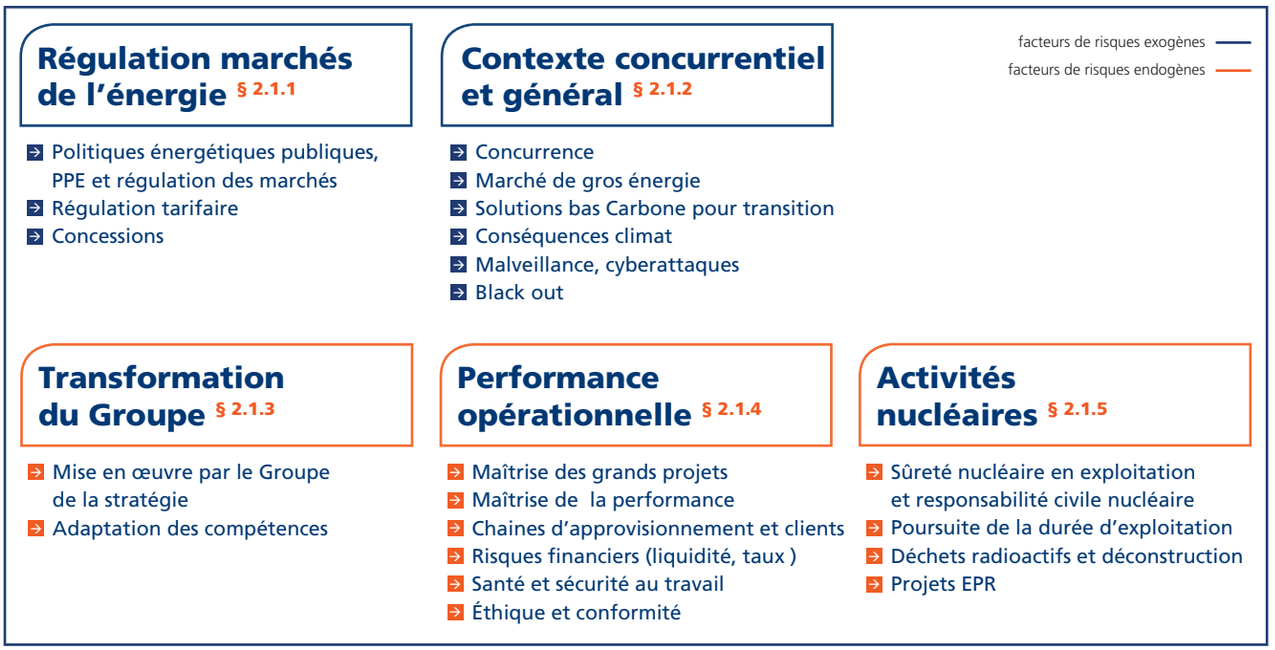
Les trois catégories suivantes portent sur les facteurs endogènes au Groupe (en orange dans le graphe ci-dessous).

La section 2.1.3 « Risques liés à la transformation du Groupe » décrit les risques associés à la mise en œuvre de sa stratégie, 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 avec la conduite du changement associée.

La section 2.1.4 « Risques liés à la performance opérationnelle du Groupe » décrit 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 « Activités nucléaires du Groupe » décrit les 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 capitalistique de très long terme de l'activité nucléaire.

LES RISQUES PRINCIPAUX SPÉCIFIQUES DU GROUPE EDF REGROUPÉS EN CINQ CATÉGORIES



Les risques spécifiques au Groupe sont classés en 5 catégories et décrits en détail dans chacune des sections concernées pour leur catégorie respective. Ils sont numérotés afin de faciliter le lien entre le tableau qui suit et les descriptions détaillées. Les risques ont fait l'objet d'une hiérarchisation selon une approche qualitative tenant compte conjointement de l'impact potentiel pour le Groupe et de la probabilité d'occurrence. Ainsi les risques les plus importants (distingués avec un signe + dans le tableau ci-après) sont identifiés dans chaque catégorie, sans présumer de l'importance relative des risques entre eux, ni de l'importance relative entre catégories.

En règle générale, le périmètre d'exposition est la France, l'Europe et l'international. Lorsque le périmètre d'exposition est plus restrictif, celui-ci est précisé dans le tableau et dans la description du risque.

L'exposition au risque peut varier en fonction 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, du moyen terme à quelques années voire à un très long terme qui peut être de plusieurs dizaines d'années, voire plus en fonction de la nature de l'activité industrielle qui peut être séculaire. Cet horizon de temps est indiqué dans la description du risque lorsqu'il est estimé pertinent de le préciser.

Des estimations en ordre de grandeur des conséquences financières induites par la survenance de certains risques pris isolément sont mentionnées, à titre indicatif, dans le corps de la présente section 2.1 « Risques auxquels le Groupe est exposé ».

Les dispositions mises en place par le Groupe pour mettre sous contrôle les activités et les risques auxquels il est exposé, et pour mettre en œuvre les actions adaptées de maîtrise, de prévention et de mitigation, sont décrits dans la section 2.2 « La maîtrise des risques et des activités du Groupe ». Les dispositions complémentaires à la prise en compte des risques de santé-sécurité au travail sont décrits à la section 3.2.2.1 « Une entreprise de référence en matière de santé-sécurité : la santé et la sécurité de nos salariés et des salariés de nos prestataires, une priorité absolue » et celles relatives aux risques de manquement à l'éthique et à la conformité sont décrits à la section 3.5.1 « éthique et conformité ».

Catégories de risques	Synthèse des Principaux risques spécifiques au Groupe	Importance
Régulation des marchés de l'énergie § 2.1.1	■ 1A - Evolution des politiques énergétiques publiques et de la régulation des marchés dont la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) en France	+
	■ 1B - Évolution du cadre réglementaire et de la régulation tarifaire	+
	■ 1C - Évolution du cadre réglementaire des concessions (domaine hydraulique ou distribution publique) ***	+
	■ 1D - Compensation insuffisante des missions d'intérêt général *	
	■ 1E - Alourdissement de la charge induite par les certificats d'économie d'énergie *	
Contexte concurrentiel et général § 2.1.2	■ 2A - Concurrence accrue sur les marchés de l'énergie	+
	■ 2B - Exposition aux prix des marchés de gros de l'énergie et de capacités	+
	■ 2C - Environnement défavorable aux solutions de transition bas carbone du Groupe	+
	■ 2D- Exposition aux effets physiques du changement climatique	+
	■ 2E - Augmentation des risques d'attaque malveillante, notamment cyber	+
	■ 2F - Risque de *Black out*	+
	■ 2G - Crise de grande ampleur	
	■ 2H - Impact du Brexit	
Transformation du Groupe § 2.1.3	■ 3A – Mise en œuvre par le Groupe de la stratégie conformément aux objectifs définis	+
	■ 3B - Adaptation et développement des compétences en fonction de l'évolution du Groupe, des besoins des métiers et des nouveaux modes de travail	+
	■ 3C - Capacité à assurer les engagements sociaux et financiers de long terme du Groupe (retraites et autres avantages au personnel)	
Performance opérationnelle du Groupe § 2.1.4	■ 4A - Maîtrise des grands projets industriels complexes (y compris nucléaires)	+
	■ 4B - Maîtrise de la performance opérationnelle et financière	+
	■ 4C - Continuité opérationnelle des chaines d'approvisionnement et des relations contractuelles avec clients et fournisseurs	+
	■ 4D - Exposition aux risques financiers (liquidité, taux de change, taux d'intérêt, taux d'actualisation)	+
	■ 4E - Atteinte à la sécurité ou à la santé au travail	+
	■ 4F- Atteinte à l'éthique ou à la conformité	+
	■ 4G - Sécurité industrielle et impact sur le patrimoine environnemental dont la biodiversité	
Activités nucléaires du Groupe § 2.1.5	■ 5A - Sûreté nucléaire en exploitation, exercice de la responsabilité civile nucléaire**	+
	■ 5B - Poursuite de la durée d'exploitation en toute sûreté et en maîtrisant les coûts et les délais** (Grand carénage en France*)	+
	■ 5C - Maîtrise du traitement ultime des déchets radioactifs, de la déconstruction des réacteurs et de la capacité à assurer les engagements associés**	+
	■ 5D - En complément du facteur 4-A, prise en compte de facteurs supplémentaires d'ordre réglementaire, industriel et financier pour les projets EPR	+
	■ 5E - En complément du facteur 4-B, prise en compte de la maîtrise du cycle du combustible**	

Périmètre principal d'exposition, France, Europe et International, avec mentions spécifiques.
* *France.*
** *France et Royaume Uni.*
*** *France et Italie.*

2.1.1 RISQUES LIÉS À LA RÉGULATION DES MARCHÉS DE L'ÉNERGIE

Description 1A : L'évolution des politiques énergétiques publiques et de la régulation des marchés dans les pays où exerce le Groupe, dont la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) en France, est susceptible de conduire à de profondes transformations dans la gouvernance ou le portefeuille d'activités du Groupe. Celles-ci pourraient freiner le Groupe dans son développement par rapport à ses concurrents ou obérer sa capacité à respecter son engagement pour la protection du climat.

Le Gouvernement français a présenté, le 25 janvier 2019, un projet de programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) qui établit la trajectoire des 10 prochaines années en matière de politique de l'énergie, et donc de transition écologique (voir section 1.5.2 « service public en France ») :

- pour mettre pleinement en œuvre les orientations définies par la PPE, le Gouvernement a demandé à la Direction d'EDF de proposer les évolutions du Groupe qui permettent de faire face aux défis auxquels l'entreprise est confrontée dans le nucléaire, les énergies renouvelables, les services énergétiques et les réseaux. Les propositions d'évolution devront impérativement préserver le caractère intégré du Groupe et permettre de dédier les moyens et financements adéquats pour chaque activité ;
- le Gouvernement français a confirmé l'objectif d'une diversification du mix électrique et d'une réduction du nucléaire à 50 % de la production d'électricité en France d'ici à 2035 : Pour réduire le nucléaire à 50 % du mix énergétique, 14 réacteurs pourraient être arrêtés d'ici à 2035 (dont les deux de Fessenheim). Cela représenterait un quart des réacteurs actuellement en activité en France. La version définitive de la programmation pluriannuelle de l'énergie identifiera sur quels sites ces réacteurs devraient fermer ;
- 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 demeurent en cours avec l'État en vue de la signature d'un protocole avec l'État, définissant les principes d'indemnisation et qui pourraient ne pas couvrir l'ensemble du manque à gagner.

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.

Le cadre juridique européen, qui organise la libéralisation du secteur de l'énergie, est relativement récent. Il est susceptible d'évolutions futures (« Paquets Énergie Climat et Énergie Propre ») 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, modifier la réglementation européenne des tarifs régulés ou affecter la rentabilité des unités de production actuelles ou futures ou de tout autre activité du Groupe.

Dans la gouvernance ou la délimitation de son périmètre d'activité qui pourraient lui être imposés, EDF pourrait être affecté par une limitation ou une perte de contrôle de certaines décisions stratégiques et opérationnelles pouvant avoir un impact défavorable sur les perspectives et la rentabilité de ses différentes activités (voir section 1.5 « Environnement législatif et réglementaire »). Parallèlement, EDF pourra continuer, en sa qualité d'actionnaire, à supporter certains risques, aux responsabilités éventuelles vis-à-vis des tiers et aux éléments pouvant affecter la rentabilité des actifs.

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 (voir section 2.4 – Procédures judiciaires et arbitrages).

Dans le domaine des énergies renouvelables, EDF s'appuie principalement sur sa filiale EDF Renouvelables (voir section 1.4.1.5.3 « EDF Renouvelables »), 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.

Enfin, l'évolution du contexte législatif et réglementaire dans le domaine énergétique dans les différents pays où le Groupe exerce son activité peut constituer un frein dans la capacité du Groupe à atteindre son objectif n° 1 de responsabilité d'entreprise, « s'engager en faveur du climat ». (voir section 3.2.1.1 « L'ambition du groupe EDF (ORE n° 1) »).

Description 1B : Une partie importante des revenus du Groupe provient d'activités soumises à des tarifs réglementés d'achat ou de vente, tarifs pour lesquels l'évolution de la régulation tarifaire pourrait avoir un impact sur les résultats du Groupe. L'évolution de la régulation des émissions de gaz carbonique et incluant les prix des quotas d'émissions de CO_2 est susceptible d'affecter la rentabilité du Groupe et ses objectifs en matière de solutions énergétiques bas carbone pour la protection du climat.

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, Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité (TURPE)). 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 1.5 « Environnement législatif et réglementaire »).

Dans ce contexte, les risques sont les suivants :

- risque de limitation, voire de blocage des hausses de tarifs, à qualité de service équivalente ;
- risque de remise en cause des arrêtés tarifaires par les parties prenantes ;
- nombreuses options en faveur des fournisseurs alternatifs qui 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 2.2.2.2.1 « Contrôle des risques marchés énergies »).

Plus généralement, 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 service, de transport et de distribution.

Il existe un risque, potentiellement induit par une régulation inadaptée, que les prix de CO_2 demeurent bas et ne permettent pas un développement suffisant des solutions énergétiques bas carbone, au détriment à la fois d'une transition efficace en faveur de la lutte contre l'effet de serre planétaire et de la prise en compte du changement climatique par le Groupe. Ceci peut constituer un risque de perte d'opportunité pour la valorisation des solutions énergétiques bas carbone du Groupe et remettre en cause la capacité du Groupe à atteindre l'objectif de responsabilité d'entreprise n° 1, « s'engager en faveur du climat » (voir section 3.2.1.1 « L'ambition du groupe EDF (ORE n° 1) »).

Description 1C : 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. L'évolution du cadre réglementaire, la variation des cahiers des charges des concessions et des conditions de mises en œuvre pourraient avoir un impact sur les résultats du Groupe.

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, conclus généralement pour une durée comprise entre 20 et 30 ans, 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.

En France, 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 »). 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 pas non plus garantir que l'indemnisation qui devrait lui être versée notamment 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.

Description 1D : EDF a en charge 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.

En France, 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 » et la section 1.5.3.2 « Législation française : Code de l'énergie – la Compensation des Charges de Service Public de l'Énergie (CSPE) »). Le montant prévisionnel des charges de service public de l'énergie à compenser en France en 2019 pour EDF s'élève à 7 206,1 millions d'euros, (délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 12 juillet 2018 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2019).

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.

Plus largement, EDF ne peut pas 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 pas 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. De telles situations pourraient également être de nature à remettre en cause la capacité du Groupe à atteindre son objectif de responsabilité d'entreprise n° 3 dans l'engagement en faveur des populations fragiles (voir section 3.2.3.1 « L'engagement d'EDF : 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 (ORE n° 3) »).

Description 1E : 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 a fixé 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 »).

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. De telles situations seraient par ailleurs de nature à remettre en cause l'objectif de responsabilité d'entreprise n° 1 dans son engagement en faveur du climat et l'objectif de responsabilité d'entreprise n° 4 dans l'engagement que chaque client consomme mieux (ORE 1 et ORE 4 voir section 3.2.1.1 « L'ambition du groupe EDF (ORE n° 1) » et section 3.2.4.1 « Innover pour que chaque client puisse consommer mieux (ORE n° 4) »).

2.1.2 RISQUES LIÉS AU CONTEXTE CONCURRENTIEL ET GÉNÉRAL

Description 2A : 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 1er 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 »). 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 et le résultat du Groupe en France. EDF doit en conséquence adapter ses dépenses de commercialisation ; une adaptation insuffisante pourrait avoir un impact négatif sur sa profitabilité.

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 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 notamment suite au développement de nouveaux usages de l'électricité bas carbone et des 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 ou sa situation financière.

Description 2B : 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 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 en France.

Des niveaux de prix bas de l'électricité font peser de fortes incertitudes sur le chiffre d'affaires, la marge escomptée et le résultat et peuvent également affecter, s'ils se prolongent, la rentabilité des unités de production du Groupe et plus largement la valeur des actifs, principalement en Europe, et les conditions de leur entretien voire de leur renouvellement.

Différents facteurs agissent sur ces niveaux de prix des marchés de gros de l'énergie : 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.

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 2018).

Par ailleurs, le contexte des prix des marchés de gros de l'énergie en Europe peut impacter la rentabilité de certains outils de production, notamment ceux potentiellement utiles à la sécurité d'alimentation 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. Par ailleurs, l'arrêt rendu par la Cour de Justice de l'Union européenne le 15 novembre 2018 suspendant le marché de capacité en place en Grande Bretagne fait peser un risque sur sa pérennité et sur les revenus associés pour EDF Energy. L'exposition du Groupe à ces différents marchés de capacités en évolution peut affecter sa situation financière.

Description 2C : L'environnement sociétal, technologique et économique pourrait ne pas être favorable aux solutions bas carbone portées par le Groupe pour la transition face aux défis du changement climatique.

Le Groupe a pris l'engagement de réduire fortement ses émissions directes de gaz carbonique rejeté dans l'atmosphère, avec un objectif de 30 millions de tonnes en 2030 au lieu de 51 millions de tonnes en 2017. L'atteinte de cet objectif, qui contribue directement à l'objectif n° 1 de responsabilité d'entreprise dans l'engagement en faveur du climat (voir ORE 1 section 3), est notamment conditionnée par la poursuite de l'acceptation sociétale de l'énergie nucléaire, la réussite de la fermeture ou d'adaptation de centrales au combustible fossile et par le développement accéléré de moyens de production renouvelables en complément de la production nucléaire et hydraulique. Le Groupe s'est en particulier mobilisé dans le développement de l'énergie solaire en France, dans le stockage électrique et dans la mobilité électrique bas carbone, ce qui permettra de valoriser et de promouvoir les solutions énergétiques bas carbone du Groupe notamment pour le secteur du transport aujourd'hui encore très fortement émetteur de gaz carbonique en France et en Europe.

Le contexte externe, sociétal, concurrentiel, social, économique, ou industriel, pourrait constituer un frein à ces évolutions. Les nouvelles solutions énergétiques bas carbone peuvent induire de nouvelles interrogations sociétales (nouvelles technologies intrusives, emprises foncières, nouveaux conflits d'usage dans l'utilisation de ressources rares, etc.). L'énergie nucléaire pourrait ne pas être reconnue au niveau sociétal comme déterminante pour permettre la transition bas carbone.

Le Groupe peut rencontrer des difficultés dans la réalisation de ces transformations et ne pas atteindre les objectifs visés. Il pourrait également être amené à faire face à l'émergence de nouvelles technologies ou solutions disruptives en réponse à la nécessité de la transition.

Ces situations sont de nature à affecter directement ou indirectement les volumes d'affaires, les marges du Groupe, la valeur de ses actifs, sa situation financière, sa réputation ou ses perspectives, et l'atteinte du premier objectif de responsabilité d'entreprise et du respect de son engagement en faveur du climat (voir section 3.2.1.1 « L'ambition du groupe EDF ORE n° 1 »).

L'horizon de temps de ce facteur de risque est à court/moyen terme.

Description 2D : Le Groupe est exposé aux effets physiques du changement climatique qui pourraient avoir des conséquences sur ses propres installations industrielles et tertiaires et plus globalement sur la situation financière du Groupe.

Les installations industrielles et tertiaires du Groupe peuvent ne pas être dimensionnées pour faire face à des événements climatiques extrêmes induits par le changement climatique dans la perspective de leur durée prévisionnelle d'exploitation, malgré notamment les réexamens périodiques réalisés sur les installations nucléaires et hydrauliques. Les activités industrielles, logistiques, tertiaires du groupe EDF sont susceptibles d'être affectées significativement par les éventuels effets physiques du changement climatique. Ces effets peuvent être difficilement prévisibles et pourraient avoir des conséquences défavorables sur la continuation de l'activité du Groupe, ses résultats opérationnels, ses flux de trésorerie et plus globalement ses performances opérationnelles. Des évolutions législatives ou réglementaires nouvelles induites par le changement climatique pourraient également avoir un impact négatif sur l'activité d'EDF.

De telles situations pourraient être de nature à remettre en cause l'engagement du Groupe dans sa capacité à répondre aux défis du changement climatique exprimés dans sa Politique de développement durable et avoir des conséquences sur sa situation financière et sa réputation.

L'horizon de temps de ce facteur de risques est à moyen/long terme.

Description 2E : Le Groupe est exposé à une augmentation des risques d'agressions malveillantes, notamment sur son système d'information.

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. 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 lois et réglementations 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.

Le Groupe exploite des systèmes d'information multiples, interconnectés et très complexes (bases de données, serveurs, réseaux, applications, etc.) qui sont indispensables à la conduite de son activité commerciale et industrielle, à la préservation de son patrimoine humain, industriel et commercial, à la protection des données personnelles (clients comme salariés), à la maîtrise de ses process industriels notamment hydrauliques et nucléaires, et qui doivent s'adapter à un contexte en forte évolution (transition numérique, développement du télétravail, nouveaux modes de travail partagé en entreprise étendue avec les fournisseurs, évolution de la réglementation etc.).

La fréquence et la sophistication des incidents de piratage des systèmes d'information ou de corruption des données sont au niveau mondial en augmentation.

L'impact d'une agression malveillante peut être négatif sur l'activité opérationnelle, sur la situation financière, juridique, patrimoniale ou la réputation du Groupe.

Description 2F : Des coupures de courant répétées dans l'alimentation des clients ou un *black out*, un incident réseau électrique généralisé, sur un territoire desservi par le Groupe pourraient avoir, en particulier si elles étaient en partie imputables au Groupe, des conséquences sur les activités, la situation financière et la réputation du Groupe.

Le Groupe pourrait être confronté à des coupures de courant répétées, voire à un *black-out*, un incident réseau généralisé, d'ampleur significative, ou s'y trouver impliqué, même si l'événement les ayant causées se produisait sur un réseau non exploité par EDF ou était imputable à un autre acteur.

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, retards dans les investissements et adaptations nécessaires dans les réseaux pour accompagner les besoins induits par la transition énergétique et écologique, difficulté à coordonner les acteurs notamment dans un marché dont la régulation serait insuffisante ou en évolution.

De telles ruptures d'alimentation pourraient avoir 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 pourraient avoir un impact négatif sur la situation financière ou la réputation du Groupe auprès de ses clients et l'ensemble de ses parties prenantes en particulier si cette rupture d'alimentation s'avérait lui être en partie imputable.

Description 2G : Tout événement important ou crise dont l'ampleur est difficilement prévisible, concernant le Groupe ou à l'extérieur du Groupe pourraient avoir un impact négatif significatif sur la situation financière du Groupe.

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, accident industriel majeur dans le monde, etc.) pourraient affecter les activités du Groupe. Le retour d'expérience national et international de chacun des événements de ce type, peut conduire à des dispositions pour renforcer la robustesse des installations du Groupe, notamment industrielles et d'en limiter les impacts et les conséquences en cas d'événements de grande ampleur.

En cas d'événement exceptionnel, les mesures prises peuvent être coûteuses au-delà des coûts de réparation des dégâts causés par la catastrophe et du manque à gagner correspondant à l'interruption de la fourniture et des services fournis par le Groupe.

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 observées ces dernières années sur les marchés de transfert alternatif de risques.

Dans l'hypothèse d'une épidémie sanitaire de grande ampleur, en fonction de l'intensité de la crise, la continuité de la fourniture d'électricité, et la sécurité des installations pourraient ne plus être pleinement assurée.

Malgré la mise en place d'une organisation de crise prenant en compte l'implantation territoriale du Groupe et l'importance de la nature de l'activité électrique du Groupe dans l'économie, le Groupe ne peut pas garantir que la survenance d'une catastrophe naturelle, ou de tout autre événement dont l'ampleur est par nature difficilement prévisible n'aura pas de conséquences négatives significatives sur son activité, ses actifs, sa situation financière et sa réputation.

Description 2H : La sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne est susceptible 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. De nombreuses politiques au Royaume-Uni sont susceptibles d'évoluer (monétaire, fiscale, économique, énergétique etc.). 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. Par ailleurs, le retrait du Royaume-Uni de l'Union européenne pourra 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.

La 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 1er 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 1er janvier 1973, en même temps que l'adhésion à la Communauté Économique Européenne. Des accords spécifiques ont été négociés 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, et l'exploitation du parc nucléaire existant plus généralement.

L'impact de l'ensemble de ces évolutions sur l'activité du Groupe au Royaume-Uni demeure limité à court terme, voir section 1.4.5.1.1 « Stratégie ». 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 éventuelles nouvelles législations, réglementations, charges fiscales ou douanières, tant pour les échanges de services et produits, que pour les mouvements de personnes, les nouvelles adaptations des acteurs économiques, peuvent conduire à de nouveaux risques pour le Groupe sur le marché du Royaume-Uni.

Ce nouveau contexte peut conduire à modifier les conditions de rentabilité des projets (voir notamment section 1.4.5.1.2.4 « Division Nouveau Nucléaire ») et à réinterroger voire éloigner des investisseurs associés aux futurs projets du Groupe au Royaume-Uni ou en Europe. Les variations de taux de change et de droits de douane peuvent notamment impacter le projet Hinkley Point C (HPC), (voir section 2.1.5 description du facteur 5D ci-dessous).

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 situation financière et les résultats opérationnels du Groupe, notamment au Royaume-Uni.

2.1.3 RISQUES LIÉS À LA TRANSFORMATION DU GROUPE

Description 3A : La stratégie de développement du Groupe, l'évolution du périmètre d'activités et les synergies au sein du Groupe intégré pourraient ne pas être mise en œuvre conformément aux objectifs définis par le Groupe, au service des clients, des parties prenantes du Groupe, et de la protection du climat.

Le Groupe, en ligne avec l'objectif n° 1 de responsabilité d'entreprise pour protéger le climat, (voir section 3.2.1.1 « L'ambition du groupe EDF (ORE n° 1) »), et l'objectif n° 4, (voir section 3.2.4.1 « Innover pour que chaque client consomme mieux (ORE n° 4) ») 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. Cette stratégie combine 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 ». Une faible synergie dans le déploiement du modèle intégré du Groupe notamment amont/aval ou à travers la valorisation de la complémentarité des métiers et de la diversité des solutions déployées par le Groupe, (voir section 1.4 « Description des activités du Groupe »), pourrait conduire à une augmentation des risques liés aux aléas physiques et de marché, et à une perte de marge brute, au détriment des clients, des filiales et de la performance du Groupe. La non valeur ajoutée de la diversification géographique, ou de la diversification et complémentarité des solutions industrielles bas carbone proposées par le Groupe, ou la diminution des synergies transverses déployées au sein du Groupe intégré pourraient notamment conduire à diminuer la capacité du Groupe à faire face à la saisonnalisation de l'activité de production et de vente d'électricité, à la diversité des attentes locales et de proximité de ses clients et de ses parties prenantes, et à l'efficience et donc la compétitivité des solutions industrielles bas carbone mobilisées pour y répondre.

Afin de se donner les moyens de sa stratégie, le Groupe met en place des programmes de développement, d'adaptation, de réorganisation, des plans de performance (voir facteur de risque 4B ci-dessous intitulé « Le Groupe est exposé au risque de non maîtrise de la performance opérationnelle et de son amélioration continue »). 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 ou des acquisitions.

Tourné prioritairement vers ses clients et ses parties prenantes, le Groupe entend se développer et consolider son offre de solutions intégrées de services, notamment les services d'efficacité énergétique, son offre de solutions de production d'électricité bas carbone et décentralisées, son offre de solutions de stockage diffus, dans une logique de développement durable et dans la proximité avec les clients et les territoires.

Le Plan Solaire, le Plan Stockage électrique et le Plan Mobilité électrique constituent trois leviers majeurs pour développer et élargir l'éventail des solutions énergétiques bas carbone proposées par le Groupe en complément des solutions industrielles déjà largement existantes au sein du Groupe notamment éoliennes, hydrauliques et nucléaires.

Même en cas de dispositifs contractuels protecteurs, le Groupe ne peut pas garantir que ces différents projets portant sur son offre comme sur les diverses solutions industrielles bas carbone déployées pour y répondre pourront être mis en œuvre selon les calendriers prévus et dans des conditions économiques, financières, réglementaires, partenariales ou juridiques satisfaisantes ou qu'ils assureront dans la durée la réponse aux besoins exprimés par nos clients et parties prenantes et la

rentabilité escomptée au départ, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur la situation financière du Groupe, sur son engagement dans la lutte en faveur du climat, et sur sa réputation.

Description 3B : L'adaptation et le développement des compétences pourraient être insuffisantes au regard de la transformation du Groupe, des besoins des métiers et des nouvelles donnes en matière d'organisation et de modes de travail.

Le développement humain constitue l'objectif n° 2 de responsabilité d'entreprise (voir section 3.2.2 « S'engager en faveur du développement humain »). Dans un environnement en pleine évolution, un contexte de transition énergétique et numérique, avec un périmètre d'activité du Groupe qui évolue, de nombreux métiers nouveaux se développent, de nouveaux modes de travail se mettent en œuvre (entreprise étendue, fonctionnement en plateau projet, télétravail etc.), et les métiers historiques sont eux-mêmes en très forte évolution tout en demeurant à un très haut niveau de technicité avec une très haute exigence qui demeure de culture de sûreté et de sécurité, pour l'hydraulique et le nucléaire notamment comme pour les réseaux d'électricité. La dimension humaine et socio organisationnelle est un élément clé de la performance du Groupe. L'anticipation des nouveaux besoins et des nouvelles exigences liés aux nouveaux métiers, la nécessaire adaptation fonctionnelle et géographique associée à l'accompagnement de l'évolution du périmètre d'activité, induisent une adaptation et un développement continu des compétences et des organisations. (voir section 3.4.1 « L'excellence professionnelle, emploi et développement des compétences » et section 3.4.2 « Réunir les conditions de bien être : organisation et qualité de vie au travail »). Les temps d'obtention des qualifications ou habilitations peuvent nécessiter plusieurs années et des recouvrements suffisants pour la transmission des connaissances et de l'expérience. La rapidité de l'évolution de la technologie et donc des métiers exige une souplesse et une capacité d'adaptation renforcée au niveau des personnes comme au niveau des organisations et des méthodes de travail, d'acquisition et de transmission des compétences individuelles comme collectives.

Le groupe EDF considère l'adéquation dynamique dans le temps des compétences aux besoins comme un enjeu majeur et met donc en œuvre les dispositions adéquates dans l'accompagnement du changement. Toutefois, il ne peut garantir que les mesures prises seront toujours suffisantes, en temps utile, à des conditions satisfaisantes, ce qui pourrait avoir un impact sur son activité, sa situation financière et sa réputation en tant qu'employeur.

Description 3C : 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 2018). 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. La réforme en cours des retraites en France peut avoir un impact sur les engagements du Groupe.

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 2018 qu'une couverture partielle de ces engagements, qui, pour le Groupe, représentent toutefois des échéances relativement lissées dans le temps. Au 31 décembre 2018, la duration moyenne des engagements pour avantage du personnel s'établit à 18,8 ans en France et 19,5 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 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 À LA PERFORMANCE OPÉRATIONNELLE DU GROUPE

Description 4A : Le Groupe est exposé à des risques liés à la maîtrise de projets de très grande ampleur, nucléaires et autres.

Dans le cadre de son activité, le Groupe est amené à réaliser, en tant que maître d'ouvrage ou maître d'œuvre, des projets qui présentent une complexité inhérente, qui requièrent des investissements importants et de longues procédures d'insctruction et d'autorisations réglementaires. Un très grand nombre de parties prenantes peuvent être impliquées. Les projets peuvent nécessiter d'être associés à des projets de développement territoriaux ou faire l'objet de difficultés d'acceptation locale. La maîtrise de ces projets s'inscrit dans l'objectif n° 5 de responsabilité d'entreprise d'organiser, partout dans le monde, une démarche de dialogue et de concertation autour des projets (voir section 3.2.5.1 « l'engagement d'EDF d'organiser partout dans le monde une démarche de dialogue et de concertation autour de nos projets » (ORE n° 5)).

De tels projets peuvent concerner notamment des ouvrages en mer pour les énergies nouvelles (éolien *off shore* en France), la pose de nouveaux compteurs sur l'ensemble d'un réseau de distribution concernant des dizaines de millions de clients, en France ou au Royaume Uni, la réalisation de projets hydrauliques à l'international, ou la réalisation d'investissements nucléaires de grande ampleur dans le temps sur des dizaines d'années, (Grand carénage, projets EPR et projets de déconstruction notamment). Des difficultés techniques, administratives, de financement, ou des problèmes d'acceptabilité sont susceptibles de remettre en cause les échéanciers, les coûts associés, ou la rentabilité des projets.

Les enjeux et risques complémentaires et spécifiques de l'activité nucléaire, associés aux projets nucléaires, sont précisés dans la section 2.1.5 « Risques spécifiques liés aux activités nucléaires du Groupe ».

Plus généralement, la réalisation de ces projets peut être soumise à de nombreux aléas techniques, industriels, opérationnels, économiques, réglementaires ou environnementaux susceptibles de la retarder ou de l'empêcher. De telles situations pourraient induire un impact négatif sur les activités, le résultat, la valeur de ses actifs, la situation financière, la réputation et les perspectives du Groupe.

Description 4B : Le Groupe est exposé au risque de non maîtrise de la performance opérationnelle et de son amélioration continue.

Le Groupe met en œuvre des programmes visant à améliorer de façon continue 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.

L'énergie, et l'électricité en particulier, est une activité très directement liée à l'activité économique en général, ce qui impose de la réactivité et de la souplesse dans la performance opérationnelle notamment pour faire face avec efficacité aux évolutions de la conjoncture économique et aux nouveaux besoins des clients et parties prenantes.

La performance opérationnelle et financière du Groupe conditionne directement l'atteinte de l'objectif de responsabilité d'entreprise n°4, s'engager et innover pour que chaque client consomme mieux. (voir section 3.2.4.1 « Innover pour que chaque client puisse consommer mieux (ORE n°4) »). Elle permet l'atteinte des objectifs de performance dans le développement durable tels qu'ils sont exprimés dans la politique de développement durable du Groupe et contribue également à l'atteinte d'autres Objectifs de Responsabilité d'Entreprise, n°1, pour s'engager en faveur du climat, (voir section 3.2.1.1 « L'ambition du goupe EDF (ORE n°1) »), n°3, pour s'engager en faveur des populations fragiles, (voir section 3.2.3.1 « L'engagement d'EDF : 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 (ORE n°3) ») et n°6, pour s'engager en faveur de la biodiversité (voir section 3.2.6.1 « L'engagement d'EDF : lancer une approche positive de la biodiversité, ne pas se limiter à terme à la connaissance mais avoir un impact positif sur la biodiversité (ORE n°6) »).

L'atteinte de résultats opérationnels conditionne la capacité de transformation du Groupe.

Le Groupe ne peut cependant pas 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

conjointement aux évolutions réglementaires et économiques, et aux engagements du Groupe.

La non atteinte des résultats opérationnels attendus, et la non obtention des objectifs visés d'amélioration de la performance opérationnelle peuvent conduire à dégrader directement la situation financière du Groupe, sa réputation, et sa propre capacité de transformation.

Description 4C : Le Groupe est exposé à la continuité opérationnelle des chaines d'approvisionnement et des relations contractuelles avec clients et fournisseurs ainsi qu'aux variations de prix et de disponibilité des matières, des matériels ou des prestations qu'il achète dans le cadre de l'exercice de ses métiers.

Les besoins du Groupe peuvent s'exercer sur des marchés à surface réduite ou à tensions croissantes, de part notamment la structure et l'évolution de l'offre industrielle ou la montée de la concurrence de nouveaux usages (concurrence qui augmente notamment entre les besoins croissants des systèmes d'information et les besoins des acteurs de l'énergie). La transition en faveur du climat peut introduire de nouvelles tensions dans les chaines d'approvisionnement. L'effet du changement climatique pourrait induire des conséquences dans les chaines d'approvisionnement. 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 structurantes dans la constitution des prix de l'électricité et des services énergétiques. Certaines matières, certains matériels ou certaines prestations pourraient faire par ailleurs l'objet d'une demande accrue au regard de l'offre industrielle disponible, ce qui pourrait avoir un impact sur leur coût et leur disponibilité et sur les capacités d'approvisionnement du Groupe en coûts, volume, et flexibilité contractuelle.

Le Groupe dépend actuellement d'un nombre limité d'acteurs industriels 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. C'est le cas en particulier pour Orano, Westinghouse, GE et Alstom (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.

La rareté de matières premières peut être rendue critique pour le Groupe en raison de limitations d'ordre géologique, géopolitique, industriel ou réglementaire. La maîtrise des conditions d'extraction, de transformation ou de conditionnement des matières premières ou semi ouvrées pour les besoins du Groupe, peut faire l'objet de dispositions appelant à une forte exigence réglementaire, à une vigilance renforcée, ou à la recherche de solutions alternatives avec des actions de R&D ou de développement de nouvelles solutions industrielles.

La maîtrise de ces activités peut contribuer directement à celle de la situation financière et, à travers ses relations avec ses fournisseurs, à l'atteinte de l'objectif n° 2 de responsabilité d'entreprise en faveur du développement humain (voir section 3.2.2 « s'engager en faveur du développement humain. L'Objectif de Responsabilité d'Entreprise n° 2 : intégrer les meilleures pratiques des groupes industriels en matière de développement humain : santé/sécurité, égalité hommes/femmes et promotion sociale interne », et section 3.3.3.4 « achats responsables »).

Description 4D : 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. Pour faire face aux besoins de liquidité, le recours à des émissions hybrides pourrait induire une modification des états financiers du Groupe, notamment en cas d'évolution des normes comptables ;
- le risque de contrepartie : 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), Le risque 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. Le Groupe étant impliqué dans des contrats longs, une variation défavorable des devises pourrait avoir des conséquences sur la rentabilité des projets. 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 ;
- 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 ») ;
- 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 du Groupe », 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 d'intérêt serait de l'ordre de + 290 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 22 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 2018) 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 2018), 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 % ;
- 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 1.3.2.2 et note 29.1.5.1 des comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018 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 équivalent 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.

Description 4E : Le Groupe est exposé aux risques relatifs à la santé et à la sécurité au travail.

Le patrimoine humain et les compétences qui y sont associées, constituent un enjeu de premier ordre pour le Groupe comme pour ses prestataires. Dans un contexte industriel très divers, le respect des règles et la prise en compte des différents risques susceptibles de porter atteinte aux personnes intervenantes dans les installations industrielles du Groupe sont fondamentaux pour préserver la sécurité et la santé au travail.

Le 29 mai 2018, le Président Directeur Général d'EDF a signé au siège de l'Organisation Internationale du travail à Genève, avec les Secrétaires généraux de deux fédérations syndicales mondiales, *IndustriAll Global Union et Rosasa Pavanelli* pour l'Internationale des Services Publics (ISp), un accord mondial d'employeur responsable, couvrant les droits humains et sociaux. Cet accord concerne l'ensemble des activités industrielles et tertiaires d'EDF dans 24 pays, en conformité avec les conventions internationales du travail. Il vise à garantir le développement d'un socle social commun aux 160 000 salariés du Groupe et à consolider le dialogue social. Cet accord promeut les droits humains, la diversité, la santé-sécurité, le développement des compétences et la protection sociale des salariés et sous-traitants partout où le Groupe est implanté. Cet engagement s'inscrit dans l'Objectif numéro 2 de Responsabilité d'Entreprise (section 3.2.2 « S'engager en faveur du développement humain. L'Objectif de Responsabilité d'Entreprise n° 2 : intégrer les meilleurs pratiques des groupes industriels en matière de développement humain : santé/sécurité, promotion hommes/femmes et promotion sociale interne »).

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.

Description 4F : La mise en œuvre de pratiques prohibées et contraires 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. 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.

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 les 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.

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.

(1) Estimation donnée à titre indicatif. L'exhaustivité des effets économiques d'une hausse des taux pour le Groupe n'est pas présentée ici.

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.

Description 4G : Le Groupe exploite des installations pour lesquelles des accidents pourraient, en cas de défaillance de la sécurité industrielle, avoir des conséquences graves sur l'environnement humain ou naturel, notamment en matière de biodiversité et de capital environnemental

Le Groupe exploite ou a exploité, des installations qui, dans le cadre de leur fonctionnement courant, peuvent, pourront être ou aussi 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.

Toutes les installations et projets du Groupe sont concernés par les questions de biodiversité, notamment en France où EDF est un propriétaire foncier et un gestionnaire de ressources naturelles de première importance. Le Groupe s'engage en faveur de la biodiversité à travers son objectif de responsabilité d'entreprise n° 6 (voir section 3.2.6.1 « l'engagement d'EDF : lancer une approche positive de la biodiversité, ne pas se limiter à terme à la connaissance mais avoir un impact positif sur la biodiversité (ORE n°6) »).

Les mesures prises pour la sécurité industrielle et la maîtrise de ces risques peuvent ne pas s'avérer pleinement efficaces, ce qui pourrait avoir des conséquences sur les personnes, les biens et la continuité de l'exploitation. Des mesures conservatoires pourraient être prises sur des installations similaires. La responsabilité du Groupe pourrait être engagée.

Les couvertures au titre des assurances responsabilité civile et dommages souscrites par le Groupe pourraient s'avérer insuffisantes, et le Groupe ne peut pas 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.

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 ».

L'impact d'une défaillance de la sécurité industrielle peut être négatif sur l'activité opérationnelle, sur la situation financière, juridique, patrimoniale ou la réputation du Groupe, et remettre en cause la capacité du Groupe à atteindre l'Objectif de Responsabilité d'Entreprise n° 6 sur la biodiversité.

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 453 réacteurs en exploitation dans le monde) [1]. Avec 58 réacteurs en exploitation en France, l'électricité nucléaire constituait 47,8 % de la puissance électrique installée à fin 2018, et a assuré durant cette année 71,6 % de la production totale d'électricité en France [2]. EDF exploite 15 réacteurs nucléaires au Royaume-Uni en y assurant 19,3 % de la production d'électricité en 2017 [3].

Le Groupe possède des installations nucléaires de base dans le cycle du combustible et réalise des activités d'études, de fabrication d'équipements et de fourniture de services auprès d'autres exploitants nucléaires depuis l'intégration en 2018 de la filiale New NP devenue Framatome dans le périmètre du Groupe.

Le Groupe possède par ailleurs des participations minoritaires dans des réacteurs nucléaires en exploitation en Chine, aux États-Unis, 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, notamment en Inde et aux Emirats Arabes Unis, pays au sein desquels des exploitants nucléaires ont signé des accords avec le Groupe en 2018.

La part du nucléaire, énergie bas carbone et composante du mix électrique du Groupe représente ainsi un atout industriel important pour la compétitivité et le développement du Groupe.

Compte tenu du faible impact en matière d'émission de gaz carbonique fossile de la filière nucléaire sur l'ensemble du cycle de vie industrielle, la performance et la maîtrise des activités nucléaires contribuent directement à l'atteinte des Objectifs de Responsabilité d'Entreprise, pour s'engager en faveur du Climat (*cf.* ORE n° 1), s'engager en faveur du développement humain (*cf.* ORE n° 2), s'engager en faveur des populations fragiles (*cf.* ORE n° 3), notamment en matière de lutte contre la précarité énergétique et d'accès à l'énergie, propre, bas carbone et compétitive, y compris pour les plus démunis, s'engager pour que chaque client consomme mieux (*cf.* ORE n° 4), dialoguer et concerter (*cf.* ORE n° 5), et s'engager en faveur de la biodiversité (*cf.* ORE n° 6). (voir section 3.2 « les Objectifs de Responsabilité d'Entreprise d'EDF »). La maîtrise et la performance des activités nucléaires sont au cœur de la politique de développement durable d'EDF.

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 ; la non prise en compte de la nécessaire priorité n° 1 dédiée à la sûreté nucléaire pourrait avoir un impact important voire vital pour le Groupe ;
- 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 sur des considérations de sécurité contre les actes de malveillance. 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 ou de non-respect des engagements pris 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 en France) et le renforcement des contrôles peuvent accroître les coûts de remise en conformité et les risques pour EDF ;
- 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, qui peuvent se réaliser sur des dizaines d'années, 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 nécessairement l'objet d'une vigilance particulière, avec des cycles industriels qui se situent à l'échelle du siècle voire au-delà ;
- le cycle du combustible nucléaire s'inscrit dans cette perspective industrielle de long terme. EDF a une responsabilité spécifique dans l'élaboration d'une stratégie de long terme avec les différentes parties prenantes ;

(1) Source : Agence Internationale de l'Énergie Atomique, Power Reactor Information System, source : www.iaea.org/pris indiquant qu'il existe 453 réacteurs nucléaires en exploitation dans le monde au 23 janvier 2019.

(2) Source : RTE, www.rte-france.com/fr/article/bilans-electriques-nationaux.

(3) Source : www.iaea.org/pris

- 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 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'inter-comparaison avec les meilleures pratiques industrielles internationales [1] constituent un défi permanent pour permettre au groupe EDF d'être en situation de pouvoir durablement maîtriser les risques de ce positionnement mondial.

Description 5A : En complément des risques relatifs à la maîtrise de la performance industrielle exposés dans la catégorie 4, décrite plus haut, l'exercice de la responsabilité d'exploitant nucléaire, avec la priorité n° 1 accordée à la sûreté nucléaire, conditionne la performance globale du Groupe pour ses activités nucléaires. En raison de celles-ci, le Groupe est exposé à des risques de responsabilité civile nucléaire.

Le premier responsable en matière de sûreté nucléaire est l'exploitant nucléaire tout au long du cycle d'exploitation des réacteurs nucléaires. La priorité n° 1 accordée à la sûreté nucléaire tire la performance industrielle de l'activité nucléaire dans sa globalité. La prise en compte par l'exploitant nucléaire de la conception est un élément de sûreté nucléaire. La non maîtrise de la sûreté en exploitation pourrait avoir des conséquences majeures voire vitales sur la valeur de l'actif industriel du Groupe, sur sa situation financière et ses perspectives de développement voire de poursuite de son activité industrielle.

Tout événement grave lié aux activités nucléaires du Groupe, avec notamment une conséquence potentielle ou avérée sur la population ou sur un territoire pourrait induire un durcissement significatif des contraintes d'exploitation des sites industriels du Groupe, voire l'interruption partielle ou totale des activités nucléaires du Groupe. Un tel événement pourrait avoir un impact négatif significatif sur les activités, la situation financière, la stratégie et la réputation du Groupe.

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 ont rendus 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.

Description 5B : 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 complément à la maîtrise des projets complexes précisé au facteur de risques 4B décrit plus haut, le Groupe pourrait ne pas réussir à maîtriser en coûts et délais ses opérations de mise à niveau du parc en exploitation (Grand carénage en France).

En France, le parc de réacteurs nucléaires actuellement exploités par le Groupe est très standardisé (voir section 1.4.1.1.1 « Le parc nucléaire d'EDF en France »). Ceci permet notamment au Groupe de réaliser des économies d'échelle, de répercuter sur l'ensemble de son parc les améliorations effectuées sur les réacteurs plus récents et d'anticiper, en cas de dysfonctionnement sur un réacteur, les mesures à prendre sur les autres. Mais cette standardisation a pour corollaire le risque d'un dysfonctionnement commun à plusieurs réacteurs ou à une génération ou à un palier de réacteurs (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 génériques 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.

À l'occasion des réexamens périodiques effectués lors des visites décennales et à la suite de l'accident de Fukushima au Japon, le Groupe a été conduit à élaborer un important programme de travaux, appelé « Grand carénage », dont le principe a été approuvé en Conseil d'administration. Les aléas potentiels de celui-ci 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'Autorité de sûreté nucléaire (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.

Pour chaque réacteur, pour chaque étape d'autorisation, l'ASN se prononce sur les dispositions prises par l'exploitant et peut 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 [2] permettent de confirmer les marges de sûreté disponibles pour les durées de fonctionnement en cours d'instruction mais peuvent également conduire à devoir dégager le cas échéant des mesures conservatoires complémentaires à prendre sur le parc existant, ce qui pourrait avoir des conséquences sur sa performance.

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 depuis plusieurs années à poursuivre la durée de fonctionnement de son parc nucléaire en France après 40 ans, durée déjà franchie en France pour cinq réacteurs. La quatrième visite décennale des réacteurs du palier 900 MWe (VD4-900), à l'instar des précédentes comprend d'une part une vérification de la conformité des installations au référentiel actuel et d'autre part une réévaluation de sûreté. Celle-ci permet de renforcer 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 examine 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. Le Président de l'ASN a confirmé que l'avis générique serait rendu en 2020 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

(1) 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.

(2) Six réacteurs aux Etats-Unis font l'objet d'une instruction pour aller à 80 ans de durée d'exploitation : 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 (www.nrc.gov/reactors/operating/licensing/renewal/subsequent-license-renewal.html).

suivants : la 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 a été 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.

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 2018). Les comptes consolidés au 31 décembre 2018 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 sont données réacteur par réacteur 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 peut ne pas être atteint.

Au Royaume-Uni, les programmes d'inspections en service et de mise à niveau des réacteurs en exploitation notamment les réacteurs avancés au gaz (RAG) qui disposent d'une technologie spécifique, peuvent donner lieu à des indisponibilités prolongées.

La durée actuellement prévue pour l'exploitation des réacteurs du parc nucléaire existant d'EDF Energy varie entre 41 et 47 ans pour les réacteurs avancés 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 réacteurs 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 réacteurs nucléaires existants 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 réacteurs 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 aux mêmes risques. Le Groupe peut être confronté à contribuer à hauteur de sa participation à des réparations ou modifications coûteuses à effectuer sur ces unités ou à des événements pouvant avoir des impacts sur leur durée de fonctionnement, leur production ou leur disponibilité. Comme en France et au Royaume Uni, 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 pas être exclu également que, malgré la qualité d'exploitation et les modifications effectuées sur ses installations nucléaires 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.

Enfin, un éventuel accident nucléaire grave à l'extérieur du Groupe mais ayant des conséquences étendues dans le monde pourrait entraîner de la part des Autorités de sûreté de nouvelles exigences de mise à niveau des réacteurs et applicables aux réacteurs du Groupe, et à ceux dans lequel le Groupe dispose d'une participation.

Le Groupe ne peut pas garantir qu'il obtiendra 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 d'exploitation de ses réacteurs ou la capacité du Groupe à poursuivre sa stratégie globale d'investissement. Ces événements pourraient avoir un impact négatif significatif sur la situation financière du Groupe.

Description 5C-1 : 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 ou entraîner des décaissements supplémentaires.

En France, la valeur de marché du portefeuille d'actifs dédiés d'EDF, s'élevait, au 31 décembre 2018, à 27,7 milliards d'euros contre 28,1 milliards d'euros au 31 décembre 2017 (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 45.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018).

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 » 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.

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 »).

La non-disponibilité ou un montant insuffisant d'actifs dédiés pour couvrir les échéanciers de dépenses des engagements de long terme du Groupe pourrait avoir un impact négatif sur la situation financière et la réputation du Groupe.

Description 5C-2 : Les provisions constituées par le Groupe pour le traitement et le stockage ultime des déchets radioactifs, peuvent s'avérer insuffisantes, notamment pour les déchets à vie longue issus du traitement des combustibles usés et de la déconstruction.

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, EDF est responsable de tous les déchets radioactifs produits durant l'exploitation des installations nucléaires que le Groupe exploite, durant, les opérations de traitement des combustibles usés provenant des réacteurs exploités par EDF, et durant les opérations de déconstruction des installations nucléaires que le Groupe exploite. (voir en section 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés – Le stockage des déchets ultimes conditionnés »).

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 relatives 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. Le Groupe ne peut pas 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 le délai dans lequel les autorisations permettant un tel stockage seront attribuées par les pouvoirs

publics, 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.

EDF a constitué des provisions pour la gestion à long terme des déchets, évaluées sur l'hypothèse du stockage géologique qui est la référence au niveau international pour le stockage ultime des déchets radioactifs à haute activité et à vie longue 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 2018). 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 2018). 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 qui est menée pour l'obtention par l'ANDRA de l'autorisation de création du stockage géologique à partir de 2022 pourraient conduire à une révision des provisions pour la gestion à long terme des déchets.

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 FAVL est prévu par le PNGMDR avant la fin 2019. (voir section 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »). Une actualisation des provisions pourra être rendue nécessaire en conséquence.

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.

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.

En complément de ces éléments techniques et industriels de sensibilité, le montant des provisions actuellement constituées peut 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 en France 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 2018).

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 2018 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 2018, et les montants provisionnés en valeur actualisée. 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 32 164 millions d'euros, la provision correspondante est de 10 597 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.

La non-maîtrise du montant des dépenses et de leur échéancier de réalisation pour les solutions de traitement et de stockage ultime des déchets dont le Groupe assure la responsabilité aurait un impact négatif sur la situation financière et la réputation du Groupe.

Description 5C-3 : Les provisions constituées par le Groupe pour les opérations de déconstruction des installations nucléaires peuvent s'avérer insuffisantes. En particulier, en complément à la maîtrise des projets complexes précisé au facteur de risques 4 – A plus haut, 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 en France (voir section 1.4.1.1.6 « la déconstruction des centrales nucléaires ») 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 robustes 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 du Groupe et les estimations comportent donc des risques qui sont notamment associés à cet effet d'échelle.

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.

En complément de ces éléments techniques et industriels de sensibilité, le montant des provisions actuellement constituées peut évoluer dans les prochaines années. En effet, l'évaluation du besoin en montant de ces provisions est sensible aux hypothèses retenues 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.

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 2018). 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 2018).

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 27 331 millions d'euros, la provision correspondante est de 15 985 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 4 346 millions d'euros, la provision correspondante est de 2 526 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 2018 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 77,5 millions d'euro et 45,5 millions d'euros (*cf.* note 30 « autres provisions pour déconstruction » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018).

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 (Chine, États-Unis, Belgique, Suisse), le Groupe est exposé financièrement à hauteur de sa participation à contribuer aux charges futures de démantèlement.

La non maîtrise du montant des dépenses, de leur échéancier de réalisation et des provisions financières associées, pour les opérations de déconstruction d'installations nucléaires dont le Groupe assure la responsabilité, aurait un impact négatif sur la situation financière et la réputation du Groupe.

Description 5D : En complément au risque de maîtrise des projets complexes (facteur de risques 4A décrit plus haut), la réussite des projets EPR est conditionnée par des facteurs spécifiques d'ordre industriel, réglementaire et financier.

La réussite des projets EPR conditionne la performance et la réputation de la filière industrielle nucléaire, et à travers elle celles du Groupe.

Le projet de Flamanville 3 constitue un enjeu majeur pour le Groupe, à la fois industriel, réglementaire et financier.

La réalisation du calendrier reste conditionnée, notamment, par la mise en œuvre du plan d'actions sur les 53 soudures à refaire sur les tuyauteries du circuit secondaire principal de l'EPR de Flamanville, par la réussite des essais de démarrage encore à réaliser ainsi que par l'obtention des différentes autorisations qui doivent encore être délivrées par l'ASN. Dans ce contexte, EDF a déposé, à titre conservatoire, une demande de modification du décret d'autorisation de création auprès du ministère de la Transition écologique et solidaire, le 11 mars 2019, qui vise à porter l'échéance de la mise en service du réacteur au 11 avril 2023.

Le Groupe pourrait faire face à de nouveaux aléas, ne pas obtenir les prochaines autorisations attendues ou les voir remises en cause par décisions de justice.

Par ailleurs, EDF a proposé à l'ASN une démarche de justification spécifique sur dix autres soudures permettant de confirmer le haut niveau de sûreté de l'installation tout au long de son exploitation. Ce nombre a été ramené à huit, deux soudures initialement concernées ayant été depuis jugées conformes.

L'ASN devrait rendre en mai 2019 un avis sur la stratégie retenue par EDF concernant les soudures de Flamanville 3. Si l'ASN donnait un avis négatif sur cette stratégie, le calendrier de finalisation du chantier ne serait pas tenu. Tout décalage de ce calendrier entraînerait une augmentation du coût de construction au-delà de l'objectif actuel [(1)]. Malgré la mobilisation des équipes, le calendrier reste tendu (voir section 1.4.1.2.1 « Projet EPR de Flamanville 3 »).

Les études du Projet EPR 2 se poursuivent afin d'établir un réacteur compétitif en vue du renouvellement du parc nucléaire existant. La non-obtention de la cible de compétitivité, l'absence d'un cadre régulatoire approprié ou la non obtention des autorisations requises pour poursuivre le développement du réacteur, pourraient avoir une incidence sur la situation financière du Groupe (voir section 1.4.1.2 « Projets « Nouveau Nucléaire » EPR 2 »).

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). Taishan 1 a été le premier réacteur EPR à être couplé au réseau le 29 juin 2018. Sa mise en service commerciale a été prononcée le 13 décembre 2018. Le réacteur Taishan 2 poursuit ses essais de démarrage en vue d'une mise en service commerciale prévue en 2019. Le travail poursuivi par CGN auprès des autorités chinoises compétentes en vue de l'obtention d'un tarif de rachat définitif pourrait ne pas aboutir à un tarif de rachat conforme aux objectifs de rentabilité attendus (voir sections 1.4.1.2.2 « Projets « Nouveau Nucléaire » – 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 des jalons majeurs 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 % (voir sections 1.4.1.2.2 « Autres projets - Nouveau Nucléaire » et 1.4.5.1.2.4 « Royaume-Uni - Division Nouveau Nucléaire »). Les coûts à terminaison du projet ont été estimés en juillet 2017 à 19,6 milliards de livres sterling $_{2015}$ [(2)]. Cette estimation est conditionnée par la réussite de plans d'actions opérationnels, en particulier ceux en partenariat avec les fournisseurs. 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. Le coût supplémentaire de cet éventuel report a été estimé à environ 0,7 milliard de livres sterling $_{2015}$. 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. Par ailleurs, les conditions de réalisation du projet peuvent être impactées par les modalités de déploiement du Brexit (*cf.* risque 2H décrit plus haut), notamment sur les droits de douane, les mouvements de personnes et les échanges de produits et services. Enfin, la gouvernance du projet pourrait être affectée en cas de désalignement entre les actionnaires. L'évolution de ces différents facteurs pourrait avoir un impact sur la situation financière du Groupe.

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 (voir section 1.4.5.1.2.4 – Royaume Uni – Division Nouveau Nucléaire). La capacité d'EDF à prendre une décision finale d'investissement sur Sizewell C et à financer ce projet au-delà de la phase de développement pourrait dépendre de la maîtrise du projet Hinkley Point C, de l'existence d'investisseurs et de financeurs et d'un cadre de régulation et de financement adapté.

Le 10 mars 2018, le Président Directeur Général d'EDF et celui de NPCIL (Nuclear Power Corporation of India Limited), qui exploite déjà 22 réacteurs en Inde, ont signé un accord industriel non engageant (*Industrial Way Forward Agreement*) 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 devrait être le plus grand projet nucléaire au monde. EDF a remis le 14 décembre 2018 une offre non engageante. Dans cette offre, EDF, associé à GE et à sa filiale Framatome, agit en tant qu'intégrateur de l'ingénierie pour l'ensemble du projet et fournisseur de la technologie EPR. Pour les deux premiers réacteurs, EDF assurerait l'ensemble des études d'ingénierie ainsi que des achats de composants. (voir section 1.4.1.1.2.2 « Autres projets « Nouveau Nucléaire » - projets en développement » et section 1.4.5.3.6.2 « Asie du Sud-Est et du Sud »).

La prise en compte des besoins de l'exploitant final, responsable de la sûreté en exploitation, dès le début de la conception, et tout au long des études et de la réalisation des projets EPR, est un élément fondamental pour la réussite des projets EPR et pour la sûreté en exploitation des réacteurs EPR auxquels le Groupe est partie prenante.

Framatome est devenue une filiale du Groupe et à ce titre peut exposer le Groupe à travers ses activités en France comme à l'international, pour d'autres exploitants nucléaires qu'EDF ou encore d'autres clients. L'exposition peut être notamment d'ordre financier ou sur la réputation du Groupe. La performance industrielle de Framatome demeure stratégique pour EDF Exploitant nucléaire en France et au Royaume Uni. La réussite des projets EPR est conditionnée par la qualité et le respect des clauses contractuelles dans la production par Framatome d'études, de composants ou de services pour chacun des Projets EPR.

La réussite et la création de valeur induite par l'intégration de Framatome au sein du groupe EDF suppose une convergence dans les perspectives en matière de projets nucléaires, et le développement de synergies en résultant. 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, et dans la réussite de tous les Projets EPR.

Ces projets nécessitent l'obtention d'autorisations administratives, de licences et permis et, dans certains cas, la mise en place de partenariats complémentaires, notamment pour le financement. 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 et de tarification peuvent être encore

(1) 10,9 milliards d'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 €. Au 31 décembre 2018 le taux de change était de 1,12 € = 1 £

à confirmer. La mise en place de ces financements pourrait, compte tenu du contexte économique ou institutionnel être retardée.

Le non respect des engagements contractuels du Groupe, ou l'exposition potentielle du Groupe en cas d'alea majeur dans la réalisation de ces projets ou l'exploitation de ces réacteurs, pourrait avoir une incidence majeure sur l'exposition du Groupe, la situation juridique, financière ou la réputation du Groupe.

Enfin, la concertation et le dialogue avec l'ensemble des parties prenantes, notamment institutionnelles, locales, nationales et internationales, industrielles et financières, sur les projets EPR contribuent directement à l'atteinte de l'objectif n° 5 de responsabilité d'entreprise (voir section 3.2.5.1 « l'engagement d'EDF d'organiser partout dans le monde une démarche de dialogue et de concertation autour de nos projets (ORE n° 5) »).

Description 5E : En complément à la maîtrise de la performance industrielle précisée au facteur de risques 4B de la catégorie 4, Performance opérationnelle, exposée plus haut, le Groupe est exposé dans les activités nucléaires à la maîtrise du cycle du combustible nucléaire.

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, en services de conversion et d'enrichissement, en fournitures d'assemblages combustible et en opérations de retraitement du combustible usé.

Les prix et les volumes 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 institutionnelle dans un pays producteur).

L'entreposage et le transport du combustible nucléaire, neuf ou usé, est une activité industrielle qui nécessite des mesures de sûreté et de sécurité spécifiques. Ces exigences pourraient encore s'accroître, générant des difficultés et des coûts supplémentaires pour le Groupe.

En cas de défaillance de cette logistique industrielle, le Groupe pourrait ralentir, voire interrompre, tout ou partie de la production d'électricité sur les sites impactés, soit du fait de la non-livraison d'assemblages neufs, soit du fait de la saturation des dispositifs d'entreposage, 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 »).

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 2018) à partir des conditions de prix et de volume de l'accord-cadre signé avec Orano 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.

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 2018 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 2018, 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 18 737 millions d'euros la provision correspondante est de 10 698 millions d'euros.

Le Groupe ne peut pas garantir que les contrats conclus, en France et à l'international, apporteront une protection suffisante 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, il pourra les renouveler, notamment à des conditions de prix équivalentes. Cela pourrait avoir un impact négatif sur la situation financière du Groupe.

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 2018, avec une mise en évidence des évolutions et des actions clés développées durant l'année. Ces procédures de contrôle interne et de gestion des risques s'inscrivent dans le cadre défini par le corpus des politiques Groupe. 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 Organisation générale

Cadre : le corpus des politiques Groupe

Le groupe EDF a organisé depuis 2017 la maîtrise des activités et des risques autour des politiques Groupe validées et signées par le Comex. Ce corpus définit des exigences pérennes et transverses à destination de l'ensemble des entités et filiales du Groupe. Il traite des thèmes suivants : Pilotage et Fonctionnement, Ethique et Conformité, Sûreté et Sécurité, Développement durable, Ressources humaines, Achats, Immobilier et Services généraux, Juridique, Finances et marchés, Communication, Systèmes d'information et Transformation numérique. Des mises à jour régulières permettent d'adapter les exigences avec les évolutions réglementaires ou les orientations stratégiques.

Finalités du dispositif de maîtrise

Le dispositif de maîtrise des activités et des risques du Groupe, défini dans la politique « Principes de Fonctionnement du Groupe/Maîtrise des Risques et Contrôle Interne » a pour finalités :

- d'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 et efficaces ;
- d'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 activités et des risques de toute nature.

Principes de mise en œuvre

Les principes fondamentaux de mise en œuvre sont fondés sur le modèle des trois lignes de maîtrise :

- 1ère 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 ;
- 2e 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 2.2.1.4 « La deuxième ligne de maîtrise des activités et des risques : acteurs et missions ». 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 activités et des risques sont détaillés en section 2.2.2 « La mise en œuvre des dispositifs de maîtrise des activités et des risques » ;
- 3e ligne de maîtrise : le dispositif d'audit, indépendant, permet de vérifier la pertinence et l'efficacité des dispositifs de maîtrise des activités et des risques des entités du Groupe, de vérifier la maîtrise des principaux processus transverses et projets majeurs du Groupe, et plus généralement, de vérifier le niveau de contrôle des risques du Groupe (voir la section 2.2.1.5 « Les contrôles externes »).

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 gestionnaires d'infrastructures 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 gestionnaires d'infrastructures régulées et participations significatives), les représentants d'EDF au sein des instances de gouvernance s'assurent 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 d'entité périodique. Les principes applicables font toutefois l'objet d'une adaptation pour les gestionnaires d'infrastructures régulées afin de garantir le respect des obligations relatives à leur indépendance de gestion.

2.2.1.2 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 dirigeants de ces entités.

S'agissant des achats, l'organisation mise en place est destinée à assurer une mise sous contrôle des processus. 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 Groupe 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 concourt au 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 subdélégué vers les Directeurs d'Unités.

Les habilitations sont délivrées par chaque chef d'établissement, qui doit s'assurer au préalable des compétences des subdélégués et des moyens mis à leur disposition. Ces exigences s'appliquent à l'ensemble des intervenants, personnels EDF et prestataires.

L'instruction Groupe Délégations de pouvoirs vise à informer et sensibiliser les entités d'EDF sur la nature, les conséquences et les règles de gestion des délégations de pouvoirs.

2.2.1.3 Les instances de pilotage

L'organisation de la Direction Générale d'EDF est définie en section 4.3.1 « Composition du Comité exécutif ». 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 au moins deux fois par an en configuration Comité des risques au cours duquel il 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 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 Engagements du Comité exécutif Groupe

Afin de renforcer l'instruction et le suivi des projets, le Comité des engagements du Comité exécutif [1] (CECEG) examine de manière approfondie les projets les plus significatifs par l'ampleur des engagements et/ou des risques encourus avant décision du Comité exécutif (voir la section 2.2.2.2.3 « Approbation des engagements »).

2.2.1.4 La 2e ligne de maîtrise des activités et des risques : 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.

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 3.2.2.1 « Une entreprise de référence en matière de santé-sécurité : La santé et la sécurité de nos salariés et des salariés de nos prestataires, une priorité absolue » du document de référence.

2.2.1.4.1 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 « La cartographie des risques et le rapport de maîtrise des activités et des risques ») ;
- alerter le Président-Directeur Général et le Comité exécutif sur les risques émergents ou insuffisamment perçus ;
- assurer le contrôle des risques marchés énergies *via* le déploiement de la politique Risques marchés énergies (voir section 2.2.2.2.1 « Contrôle des risques marchés énergies ») ;
- définir et déployer le contrôle des risques financiers (taux, change, liquidité, crédit) et du risque de défaillance de contrepartie (voir section 2.2.2.2.2 « Contrôle des risques financiers ») ;
- contrôler l'exhaustivité et la pertinence des analyses de risques sur les projets d'investissement et d'engagement de long terme, présentés pour décision au CECEG (voir section 2.2.2.2.3 « Approbation des engagements ») ;
- 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 « La gestion de crise et continuité d'activité »).

2.2.1.4.2 La Direction Financière

La Direction Financière contribue à la maîtrise des activités du Groupe notamment au travers des missions suivantes :

- Pilotage de la Performance :
  - contribuer au pilotage de la performance des entités du Groupe, en animant les 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 [2],
  - 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, développer la culture de gestion au sein du Groupe ;
- *Reporting* :
  - piloter les processus du cycle de gestion du Groupe (budgets, reprévisions 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 « Les procédures de contrôle interne relatives à la fiabilité de l'information comptable et financière » ;
- Fiscalité :
  - garantir la cohérence des pratiques fiscales dont les exigences sont détaillées dans la politique Fiscalité Groupe ; les dispositions précises en la matière sont abordées dans la section 3.5.2 « Transparence fiscale » 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 selon 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 « Assurances ») ;
- Communication financière du Groupe selon les exigences de la politique Communication financière (voir section 2.2.2.3.4 « Communication financière »).
- 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.

(1) La composition du Comité des engagements du Comité exécutif Groupe est la même que celle du Comité exécutif.

(2) Cette politique s'applique à l'ensemble des entités d'EDF 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.

2.2.1.4.3 La Direction Juridique et la Direction du Contract Management

La Direction Juridique

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 politique Groupe Pilotage des risques juridiques, validée en 2018 en fixe le champs d'activité. La filière juridique animée par le Directeur Juridique Groupe, est constituée d'une part de la Direction Juridique Groupe d'EDF, d'autre part des Directions Juridiques des filiales.

La filière juridique est associée systématiquement le plus en amont possible aux dossiers et projets à enjeu afin d'en sécuriser les impacts juridiques potentiels. A ce titre, elle assure notamment les missions suivantes :

- piloter les principaux contentieux dans lesquels le Groupe est en demande ou en défense [(1)] ;
- accompagner la stratégie du Groupe et sécuriser les activités à enjeux ;
- accompagner les métiers dans l'élaboration des opérations structurantes et la négociation des contrats à enjeux en veillant à la protection des intérêts commerciaux, industriels et financiers du Groupe et en s'assurant notamment de la protection de leurs marques, savoir-faire, données, inventions ;
- exercer une mission de veille des évolutions législatives et réglementaires, alerter et assurer des actions de sensibilisation.

De plus, la Direction Juridique anime un processus sécurisé de recensement et de numérisation des engagements contractuels majeurs d'EDF 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.

La Direction du Contract Management

Une meilleure gestion des contrats conclus 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, rattachée au Secrétaire Général, a pour mission de structurer cette fonction, animer la filière Contract Management, mesurer sa performance et professionnaliser les acteurs.

2.2.1.4.4 La Direction Éthique et Conformité Groupe

Rattachée au Secrétariat Général, la Direction Éthique et Conformité Groupe (DECG) a pour mission de diffuser la connaissance et le respect des valeurs éthiques du Groupe, ainsi que des principales réglementations, auxquelles le Groupe est soumis de par son activité et ses implantations géographiques, afin de prévenir les risques de sanction. Elle fédère et contrôle les activités du Groupe dans le domaine de la conformité et a pour but de défendre et promouvoir la culture d'intégrité du Groupe, au bénéfice de son image et sa renommée. Elle rend compte au Comité exécutif et au Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise du Conseil d'administration.

La DECG met en œuvre le programme éthique et conformité Groupe, initié par le Président du Groupe le 16 décembre 2015 à partir des référentiels suivants (voir section 3.5.1 « Ethique et conformité ») :

- la Politique Ethique et Conformité Groupe (PECG), validée par le Comité exécutif le 17 mai 2016, 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. La PECG est complétée par des notes d'instruction et des guides supports destinés à appuyer son déploiement dont notamment le contrôle d'intégrité des relations d'affaires, la déontologie financière, la protection des données personnelles, la lutte contre la fraude, les cadeaux et invitations. La PECG est la référence supra à la charte éthique Groupe et au code de conduite éthique et conformité, actualisable au gré des nouvelles réglementations applicables, et soumis à audit ;
- la Charte éthique Groupe construite autour des trois valeurs du Groupe (Respect, Solidarité, Responsabilité) qui définit les exigences devant guider l'action et la conduite des salariés du Groupe au quotidien. Une version actualisée de la Charte datant de 2013 sera déployée en 2019 ;
- le code de conduite éthique et conformité publié le 1er juin 2017 et décliné dans les règlements intérieurs des entités qui constitue le document de référence en matière de prévention de la corruption et s'applique à tous les salariés (exigences de la loi Sapin II) ;
- le dispositif d'alerte éthique et conformité du groupe EDF qui permet aux salariés et collaborateurs extérieurs (personnel intérimaire, salarié d'un prestataire de services etc.) ou occasionnels (CDD, apprentis, stagiaires etc.) du Groupe, ainsi qu'aux tiers d'effectuer un signalement conformément à la loi « Sapin II » du 9 décembre 2016, relative à la transparence, à la lutte contre la corruption et à la modernisation de la vie économique, et à la loi « Devoir de Vigilance » du 27 mars 2017 relative au devoir de vigilance des sociétés mères et des entreprises donneuses d'ordre ;
- des actions de formation et de sensibilisation à l'attention des dirigeants, *managers*, salariés, et accompagnement du réseau des Responsables éthique et conformité d'entités (REC) dans leurs missions.

2.2.1.4.5 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 « S'engager en faveur du développement durable » 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, plusieurs filiales françaises (dont Dalkia, Électricité de Strasbourg, EDF Renouvelables, Citelum etc.), 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.

L'ensemble des exigences relatives au développement durable à l'échelle du Groupe est détaillé dans la politique Développement Durable Groupe, incluant en particulier les exigences liées aux défis du changement climatique. Le processus de cartographie des risques et des opportunités liés au climat est intégré dans la définition des stratégies d'EDF. Un plan d'actions prévoit l'actualisation de la Stratégie Changement Climatique (atténuation et adaptation) en prenant en considération des effets physiques, financiers et sociétaux. 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.

En décembre 2018 a été créé le Comité stratégique responsabilité sociale d'entreprise afin de coordonner au mieux l'ensemble des enjeux de RSE portés par les différentes entités du Groupe et d'en assurer un pilotage stratégique. Le Comité stratégique responsabilité sociale suivra notamment les engagements du groupe EDF dans le domaine des 6 ORE, de l'engagement Carbone, de l'accord RSE et de l'engagement EV 100.

(1) 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.

2.2.1.4.6 La Direction des Systèmes d'Information Groupe

Parmi ses différentes missions, la Direction des Systèmes d'Information Groupe (DSIG) pilote la mise en œuvre des politiques Gouvernance des Systèmes d'information et de la Transformation numérique, Sécurité des Systèmes d'Information du Groupe et Gestion de la donnée et est en charge d'animer le contrôle interne et la couverture des risques associés (voir section 2.2.2.2.4 « Sécurité des Systèmes d'Information (SI) »).

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.

2.2.1.4.7 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 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.

2.2.1.5 La 3e 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 » rattachée au Secrétaire Général) 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 ou à des filiales gestionnaires d'infrastructures 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 etc.). À fin 2018, la filière audit du Groupe est composée de 55 ETP [1].

Normes de fonctionnement pour ce qui concerne EDF 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. 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.

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 avec la réalisation des missions 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 2018 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 et des filiales contrôlées. Ces audits comprennent l'examen de la robustesse de leur contrôle interne et sont effectués tous les 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 ;
- les principaux processus comptables et financiers et les processus « Tête de Groupe » (RH, SI) ;
- 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.

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. Le rapport semestriel présente le bilan du programme d'audit, de la satisfaction des audités, ainsi qu'un *reporting* RH, et budgétaire. 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.

2.2.1.6 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).

(1) Équivalent Temps Plein.
(2) L'Institut Français de l'Audit et du Contrôle Interne.

2.2.2 LA MISE EN ŒUVRE DES DISPOSITIFS DE MAÎTRISE DES ACTIVITÉS ET DES RISQUES

2.2.2.1 Les dispositifs de contrôle généraux

2.2.2.1.1 La cartographie des risques et le rapport de maîtrise des activités et des risques

Rapport de maîtrise des activités et des risques des entités

Chaque entité du Groupe (60 entités en 2018 couvrant le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées) élabore un rapport annuel sur la maîtrise de ses activités et de ses risques élaboré sur la base d'une autoévaluation, et la description de ses actions de progrès. Chaque rapport donne lieu à un engagement signé du Directeur de l'Entité sur le niveau de maîtrise atteint et sur les actions engagées. En 2018, la trame des auto-évaluations a évolué pour identifier des points de contrôle plus pertinents et en nombre restreint afin de satisfaire aux enjeux de simplification de CAP 2030, en favorisant ainsi une meilleure implication managériale.

Ce rapport inclut notamment le contrôle interne, le *reporting* de sécurité du patrimoine et le *reporting* d'éthique et conformité. 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, en cohérence avec leur cartographie des risques. Enfin, les autoévaluations rendent compte de la maîtrise des exigences relatives au contrôle interne comptable et financier, en cohérence avec le cadre de l'AMF (voir section 2.2.2.3 « Les procédures de contrôle interne relatives à la fiabilité de l'information comptable et financière »).

Cartographie des risques des entités

Les 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 « Organisation générale » 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.

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.

Méthodes – Outils : 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) a été déployé depuis 2016 et généralisé à l'ensemble du Groupe depuis 2017 en vue de favoriser et de sécuriser la communication sur les risques et leur consolidation.

Cartographie des risques Groupe

Sur la base de ces *reporting*, complété par un examen croisé réalisé systématiquement avec la Direction de l'Audit interne, 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 [3]. 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 prioritaires 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. Une attention particulière a été portée en 2018 sur l'adaptation de l'organisation de crise du Groupe au risque de crise cyber.

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 Groupe valide annuellement les stratégies de couverture des entités, ainsi que les limites de risques associées, après avis de la Direction des Risques Groupe en application de la politique Risques marchés énergies Groupe. Cette politique définit :

- les stratégies de couverture autorisées ;
- le système de gouvernance et de mesure, séparant clairement les responsabilités de gestion et de contrôle des risques et permettant de suivre l'exposition consolidée du Groupe ;
- 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 ;

(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.

(3) 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 « Risques auxquels le Groupe est exposé » ; la réponse stratégique concernant les défis du changement climatique est décrite à la section 3.3 « Autres thématiques de la politique de développement durable ».

- 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.

Un bilan annuel sur la mise en œuvre de cette politique est présenté par la Direction des Risques Groupe au Comité d'audit du Conseil d'administration. Les attendus, principales dispositions et modalités de mise en œuvre de cette politique sont décrits en section 5.1.6 « Gestion et contrôle des risques marchés ».

Par ailleurs, une instruction REMIT Groupe définit les attendus permettant de s'assurer du respect par les entités du Groupe du Règlement européen relatif à la transparence et l'intégrité du marché de gros de l'énergie.

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 2e 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 s'applique au portefeuille des Actifs Dédiés dont la gestion est assurée par la Direction Financière. La Direction des Risques Groupe rédige un mandat de risques 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 CO_2 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 CO_2 ;
- 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.

Les projets d'engagements sont ensuite examinés, lorsqu'il y a lieu, par le Conseil d'administration comme décrit à la section 4.2.2.3 « Pouvoirs et missions du Conseil d'administration ». 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 etc.).

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 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 2018 en matière de sécurité des SI sont :

- la transformation, *via* la publication de la Politique Gouvernance des Systèmes d'information et de la Transformation numérique, du RSSI Groupe en un véritable « Directeur de la cyber-sécurité Groupe » prescripteur sur tous les SI du Groupe, en capacité de lancer des audits en matière de cyber-sécurité dans le respect des prérogatives métiers ;
- la mise en œuvre d'un plan de communication cybersécurité à destination de tous les utilisateurs et d'une sensibilisation spécifique des CODIR de Directions et Comex de filiales ;
- la mise en œuvre d'une Revue annuelle cyber-sécurité impliquant les Entités du Groupe ;
- la poursuite du renforcement de la sécurisation des actifs les plus critiques ;
- l'adaptation du dispositif de gestion de crise Groupe afin de mieux prendre en compte les incidents cyber ;
- la réalisation de tests de Plan de Reprise d'Activité et la préparation d'un exercice de crise cybersécurité « à l'échelle du Groupe » pour début 2019.

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 chapitre 6 « États financiers ») 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 2018. 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 précisées dans le manuel des principes comptables du Groupe et synthétisées dans l'annexe aux comptes consolidés.

Les principes applicables en matière d'élaboration et de remontée à la Direction Financière du Groupe sont définis dans la politique *Reporting* Comptable et financier. Les dispositions à mettre en œuvre sur les modalités de contrôle sont décrites dans l'instruction Groupe Contrôle Interne Comptable et Financier. Les Directeurs Gestion Finance des Directions Métiers et Filiales sont membres du Comité de Direction des entités auxquelles ils appartiennent. À l'exception des gestionnaires d'infrastructures régulées, ils sont nommés et évalués conjointement par le *management* opérationnel et le *management* de la filière Contrôle de Gestion. 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.

Chaque Directeur Opérationnel et Fonctionnel d'EDF s'engage annuellement sur la qualité du dispositif de Contrôle Interne du domaine Comptable et Financier, sur 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. En retour, chaque Directeur reçoit une lettre d'appréciation de la qualité comptable du

Directeur Comptabilité Fiscalité Groupe s'appuyant sur les différents éléments d'évaluation (résultats des contrôles internes, indicateurs du tableau de bord de la qualité comptable, lettre d'appréciation comptable du CSP2C, actions spécifiques) pour mettre en avant les progrès réalisés et déterminer les actions d'amélioration à engager ou poursuivre. Un référentiel d'indicateurs est utilisé au sein d'EDF. Il permet de mesurer, par processus, les points de conformité de l'information comptable. En ce qui concerne les filiales, chaque entité juridique est responsable de la mise en œuvre de l'instruction Groupe Contrôle Interne Comptable et Financier.

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 etc.) 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 Centre de Services Partagés Comptabilité & Conseil (CSP2C) de la Direction des Services Tertiaires qui tient par ailleurs la comptabilité transactionnelle de certaines filiales France. Le traitement de la comptabilité transactionnelle est organisé par processus. Des « pactes de gouvernance » fixent les responsabilités respectives des Directions Opérationnelles ou Fonctionnelles, du CSP2C 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 pour préparer les arrêtés comptables et anticiper l'évolution de certains traitements afin de fiabiliser l'information comptable et financière publiée.

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.

(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.

2.2.2.4.2 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 grands barrages, une étude de danger comprenant un examen technique complet est réalisée tous les dix ans. Cet examen nécessite une vidange ou 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.

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 chaque année à environ 13 850 fournisseurs.

La Direction des Achats Groupe gère les achats d'EDF hors achat de combustible et une partie des achats tertiaires, informatique et télécommunications pour certaines filiales. Ce périmètre représente plus de 7 milliards d'euros de commandes en 2018 (hors fournisseurs appartenant au groupe EDF).

En 2018, les cinq premiers fournisseurs d'EDF représentent 10,4 % (17,5 % en 2017 et 16,4 % en 2016) du montant commandé total d'EDF (hors achat de combustible et hors filiales du Groupe), et les dix premiers fournisseurs représentent 16,4 % (23,9 % en 2017 et 22,5 % en 2016).

Part des fournisseurs dans les achats d'EDF (hors combustible)	2018	2017	2016
Les cinq premiers fournisseurs	10,4 %	17,5 %	16,4 %
Les dix premiers fournisseurs	16,4 %	23,9 %	22,5 %

L'écart entre 2017 et 2018 s'explique principalement par le fait que Framatome est devenue filiale du groupe EDF le 31 décembre 2017.

Les dix premiers fournisseurs (par ordre alphabétique) en 2018 sont : Alstom Power Service (groupe General Electric), CAP GEMINI Technology services, Clemessy, ENDEL SAS (groupe Engie), ONET Technologies TI, ORANA Démantèlement et services, SOPRA STERIA Groupe, SPIE Nucléaire, Réel, Westinghouse Électrique France SAS.

Certains fournisseurs et sous-traitants de produits ou prestations achetés par le Groupe dans le cadre de son activité ne sont pas substituables, 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.

EDF définit ses fournisseurs dit stratégiques au travers notamment du caractère de non-substituabilité d'une part, et du volume d'achats d'autre part.

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 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 Orano, qui représentait en 2018 de l'ordre de 34 % des achats d'EDF, Framatome représentant 17 % (à comparer à 52 % en 2017 pour l'ensemble du groupe AREVA-Orano) :

- 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 Orano reste un fournisseur important d'EDF dans ce domaine ;
- en matière de conversion, une part importante des besoins d'EDF est assurée par 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'Orano 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.

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 Orano :

- la gestion du combustible usé (évacuation, entreposage et traitement) est assurée dans l'usine d'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-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'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. Elle a été menée à son terme en 2018, 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 performances 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 3, Cattenom 1 et 2, Saint Alban 1 et 2 et sont en voie d'achèvement sur Flamanville 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. Les derniers générateurs de vapeur de remplacement du palier 900 MW (4 triplettes) ont été commandés à Mitsubishi en 2018.

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 GE pour la maintenance de certains composants de ses centrales nucléaires et thermiques. Par ailleurs, GE (ALSTOM) est le fournisseur de la salle des machines de l'EPR de Flamanville 3. Les

produits et services fournis par GE 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 GE, 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 nucléaire 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. En 2018 à la demande d'ALSTOM, GE a racheté les parts d'ALSTOM dans GEAST qui est désormais une filiale à 100 % de GE. Les droits de l'état et les modalités de gouvernance associées restent inchangés. Un Comité de pilotage auquel est associé EDF assure le suivi des activités de GEAST et la bonne application de ces accords.

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 1er 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'Etat 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.

Le 27 mars 2018, EDF a formé un pourvoi devant la Cour de Justice de l'Union européenne contre l'arrêt rendu le 16 janvier 2018 par le Tribunal de l'Union européenne. Le 13 décembre 2018, la Cour de l'Union européenne a rejeté ce pourvoi confirmant ainsi la décision de la Commission européenne clôturant ainsi définitivement le litige.

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 répondu à la mise en demeure, ce qui a amorcé une phase d'échange contradictoire entre l'État et la CE qui 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, l'État français et EDF 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 2018, de 694 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 aux victimes ou à leurs ayants droit, à la charge de l'employeur.

À fin janvier 2019, le nombre de dossiers contentieux ouverts est de 91, dont 16 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 33,16 millions d'euros environ au 31 décembre 2018.

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 CNIEG (Caisse de retraite des IEG) ne devrait donc pas varier sensiblement. Le risque financier est provisionné dans les comptes d'EDF à hauteur de 10 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 d'euros.

L'ADLC et EDF se sont pourvus 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 a donc renvoyé 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. Par un arrêt en date du 27 septembre 2018, la Cour d'Appel de Paris a confirmé à EDF cette majoration de 1,9 millions d'euros au titre de la réitération. Cet arrêt, prévoyant une amende de 7,9 millions d'euros, est désormais définitif.

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. La procédure est toujours en cours.

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 demanderesses 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. La procédure est toujours en cours.

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 en vigueur avant le moratoire, ont intenté des procédures indemnitaires contre EDF gestionnaire de réseau de distribution (GRD) dans les zones non interconnectées (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 à ces producteurs 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 »).

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.

Plusieurs décisions favorables à Enedis ont été rendues depuis le début de l'année 2018 sur ce sujet. La Cour d'Appel de Versailles a notamment débouté, début juillet 2018, 150 producteurs, soit parce que la faute d'Enedis n'est pas établie, soit en l'absence de lien de causalité entre la faute d'Enedis et le préjudice des producteurs, soit en considérant que le préjudice des producteurs n'est pas indemnisable dans la mesure où les arrêtés tarifaires de 2006 et 2010 sont illégaux, faute de notification à la Commission européenne au titre du contrôle des aides d'État. Une large majorité d'arrêts ont fait l'objet d'un pourvoi en cassation.

De la même façon, EDF a obtenu depuis quelques mois un certain nombre de décisions favorables considérant le préjudice des producteurs non réparable car illicite.

En parallèle des contentieux indemnitaires pendants devant les juridictions civiles 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 faute du GRD. Suite à cet arrêt, Enedis et EDF ont assigné en avril 2017 les assureurs en vue de voir reconnaitre par les tribunaux l'existence de deux sinistres sériels partiels. Ainsi, si les tribunaux constataient l'existence de deux sinistres seriels partiels, il y aurait application pour chacun d'eux d'une seule franchise et d'un seul plafond de garantie pour les réclamations ayant la même cause technique.

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. Le 4 juillet 2018, l'ADLC a clôturé la procédure par une décision de non-lieu. 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 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 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.

Cette décision est intervenue le 4 juillet 2018, date à laquelle l'ADLC a adopté une décision de non-lieu (définitive). Les comportements dénoncés par la saisissante sont donc réputés ne pas avoir été mis en œuvre.

Le Tribunal de commerce de Paris a, par jugement en date du 10 décembre 2018, pris acte du désistement de la société SUN'R de son action indemnitaire et par jugement en date du 12 décembre 2018, pris acte du désistement des sociétés Sun West, Azimut 56 et JB Solar. Ce dossier est donc définitivement clos.

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. L'ADLC a adopté le 31 janvier 2018 une décision prenant acte du désistement de la saisissante et classant le dossier.

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. Par ordonnance du 12 avril 2018, le Président de la Cour d'Appel de Versailles a rejeté les appels relatifs à l'ordonnance d'autorisation des opérations de visite et de saisies, et prononcé un sursis à statuer sur les recours contre le déroulement des opérations. Par ordonnance du 10 janvier 2019, le Président de la Cour d'appel de Versailles a rejeté le recours contre le déroulement des opérations.

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.

Par décision du 31 juillet 2018, la CE a considéré que les exonérations de CSPE octroyées pour l'auto-consommation destinée à la production d'électricité, dont EDF est l'un des bénéficiaires au titre de ses STEP, ne constituent pas des aides d'État. D'autres mécanismes de plafonnement de CSPE ont à l'inverse été qualifiés d'aides d'État incompatibles avec le marché intérieur, mais cela est sans conséquence pour EDF qui n'en est pas bénéficiaire.

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

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 563 millions d'euros à fin 2018. 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 à 2015, l'Administration fiscale a notifié 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 (CE) a sursis à statuer et saisi la Cour de Justice de l'Union européenne (CJUE) 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 CE 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 CE, 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 CE 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 CE, 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 CE, par une décision du 22 février 2017, a décidé de surseoir à statuer jusqu'à ce que la 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).

Dans un arrêt du 25 juillet 2018, la CJUE a considéré que la CSPE pouvait 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. Faisant application de la solution retenue par la CJUE, le CE a, dans une décision du 3 décembre 2018, considéré que les recettes de CSPE dont la société Messer a demandé le remboursement avaient été prioritairement affectées au soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération en métropole et dans les zones non interconnectées et estimé que seule la fraction de CSPE qui n'avait pas été affectée à cette finalité spécifique était restituable à la requérante (soit, au cas d'espèce, 7,42 % de la contribution acquittée au titre de 2009).

Par ailleurs, par une décision du 15 avril 2016, le CE 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 à l'Etat au titre des intérêts dus sur les sommes versées et qualifiées d'aide d'Etat.

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 (« lâchures agricoles »). Selon une « convention de lâchures agricoles » du 1er décembre 2003, EDF et la SHEM sont convenues des modalités techniques et financières des lâchures 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 lâchures agricoles. Aucun ouvrage concédé à EDF n'étant désormais tenu à ces obligations de lâchures, EDF a considéré que la convention précitée du 1er 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. L'affaire a été plaidée le 4 octobre 2018.

Suivant la position d'EDF, par jugement rendu le 30 novembre 2018, le Tribunal a prononcé la caducité de la convention et a débouté la SHEM de l'intégralité de ses demandes. La SHEM a fait appel de cette décision.

Recours contre la décision finale d'investissement sur le projet Hinkley Point C

Autorisé par ordonnance en date du 20 juin 2016, le Comité central d'entreprise de la société EDF (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 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 constitutionalité (QPC) visant à contester la constitutionalité 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. 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 qui, dans un arrêt du 7 septembre 2018, a condamné EDF à (i) transmettre la version intégrale du rapport d'Escatha dans un délai d'un mois à compter de la signification de la décision sous astreinte de 1 000 € par jour de retard constaté après l'expiration du délai ; et (ii) à convoquer le CCE « en vue d'une réunion extraordinaire aux fins de consultation sur le projet Hinkley Point C dans le délai de deux mois à compter de la signification de la décision sous la même astreinte » ainsi (iii) qu'aux entiers dépens et à 3 000 € au titre de l'article 700 du NCPC. La Cour n'a cependant pas suivi le CCE dans ses autres demandes. En particulier, elle n'ordonne pas la suspension du projet qui peut donc se poursuivre. EDF a exécuté la décision et déposé un pourvoi en cassation.

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 rejetant les demandes dans leur totalité. AET a fait appel de cette décision. L'affaire est pendante devant la Cour d'Appel de Paris.

Par ailleurs, AET a assigné EDF le 9 novembre 2017 dans le cadre de ce même contrat aux fins d'obtenir le partage des bénéfices issus de la valorisation sur le mécanisme de capacité des 70 MW du contrat. Le Tribunal de commerce de Paris a rendu une décision le 22 janvier 2019 en faveur d'EDF rejetant la demande d'AET.

Enquête AMF

EDF fait l'objet depuis le 21 juillet 2016 d'une enquête diligentée par l'AMF sur l'information financière fournie aux marchés depuis le mois de juillet 2013. Dans le cadre de cette enquête EDF a communiqué à l'AMF un certain nombre d'informations et de documents et a répondu à ses questions. À la connaissance d'EDF cette enquête est toujours en cours et elle ne préjuge en rien d'un manquement qui pourrait être attribué au groupe EDF.

Enquête CRE/REMIT

Le 1er décembre 2016, la CRE a procédé à l'ouverture d'une enquête visant à établir si EDF et ses filiales EDF Trading limited et EDFT Markets Limited se sont livrées, depuis le 1er 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). La CRE a informé EDF par courrier en date du 5 juillet 2018 avoir saisi le Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDiS).

Le 1er décembre 2016, la CRE a également procédé à l'ouverture d'une autre enquête visant à établir si EDF et ses filiales EDF Trading limited et EDFT Markets Limited se sont livrées, depuis le 1er 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 1er 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.

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. Après une instruction à la barre, le Conseil d'État a, par décision du 3 octobre 2018, rejeté les requêtes des associations.

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'État 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. Dans un arrêt en date du 28 mars 2018, le Conseil d'État a rejeté les deux requêtes et condamné chacune des associations à verser 2 000 € à EDF.

Le troisième recours a été déposé le 21 août 2017 également devant le Conseil d'État 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. L'instruction est toujours en cours.

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'État 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.

Le 27 novembre 2018, ces mêmes associations ont déposé un nouveau recours devant le Conseil d'État contre la décision de l'ASN du 9 octobre 2018 sur la cuve de Flamanville 3 (voir section 1.4.1.2.1 « Projet EPR de Flamanville 3 ») ; décision qui fait suite à l'avis précité du 10 octobre 2017.

Flamanville 3 – Plainte de Greenpeace et du Réseau Sortir du Nucléaire

Greenpeace et le Réseau Sortir du Nucléaire ont conjointement déposé plainte auprès du Parquet de Cherbourg le 18 juillet 2018 contre EDF (exploitant), Framatome (fabricant) et « X » pour différentes infractions au Code de l'environnement et à la réglementation relative aux installations nucléaires de base en raison des problèmes de soudures constatés sur le chantier de Flamanville.

Fessenheim

L'Association Trinationale de Protection Nucléaire (ATPN) a déposé le 14 mars 2017 un recours devant le Conseil d'État 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.

Dans son arrêt du 14 juin 2018, le Conseil d'État a annulé partiellement la décision précitée fixant les valeurs limites de rejets des effluents en raison de l'absence de motivation des dérogations accordées. Cependant, le Conseil d'État précise «qu'eu égard à l'intérêt économique et énergétique qui s'attache à l'exploitation de Fessenheim et d'autre part au fait que le maintien en vigueur temporaire des valeurs limites annulées par la présente décision, pour le seul motif d'une absence de motivation n'entraine pas de risque particuliers pour les intérêts visés par l'article L. 593-1 du Code de l'environnement […] » EDF est autorisée à rejeter dans l'environnement les effluents en cause en respectant les valeur limites annulées jusqu'à ce que l'ASN prenne, au plus tard le 1er octobre 2018, une nouvelle décision prescrivant de nouvelles valeurs. La décision en question a été adoptée par l'ASN le 17 juillet 2018 et homologuée deux mois plus tard. Pour le reste, le Conseil d'État rejette tous les autres moyens et ainsi que la demande d'annulation de la décision précitée relatives aux modalités de prélèvement.

Un second recours a été formé le 15 mai 2018 par l'ATPN, cette fois-ci contre la décision du Président de l'Autorité de sûreté nucléaire en date du 25 juillet 2016 par laquelle celui-ci a autorisé EDF à modifier de manière notable les éléments ayant conduit à l'autorisation de création du site. Il appartient désormais au Conseil d'État de se prononcer sur cette requête dont l'instruction est en cours.

Enfin, par une ordonnance en date du 14 juin 2018, le Conseil d'État a rejeté la requête en référé déposée par l'ATPN pour demander la suspension de la décision de l'ASN du 12 mars 2018 levant la suspension du certificat d'épreuve du GV de Fessenheim accordé à AREVA NP. Il appartient désormais au Conseil d'État de se prononcer sur le fond ; l'instruction est en cours.

Tarifs réglementés de vente de l'électricité – recours contre les décisions du 27 juillet 2018

Le 28 septembre 2018, la société ENGIE a formé un recours devant le Conseil d'État contre les décisions du 27 juillet 2018 relatives aux tarifs réglementés de vente de l'électricité applicables aux consommateurs résidentiels et non résidentiels en France métropolitaine. L'Association nationale des opérateurs détaillants en énergie (l'« ANODE ») a également déposé, en septembre, une requête sommaire contre ces décisions et contre la décision du 27 juillet 2018 relative aux tarifs réglementés de vente Jaunes et Verts applicables aux consommateurs en France métropolitaine, qu'elle a complété d'un mémoire ampliatif le 27 décembre 2018.

ENGIE et l'ANODE demandent au Conseil d'État d'annuler ces décisions au motif notamment, selon elles, que le niveau et la méthode de construction des tarifs violent le principe de contestabilité.

Concession hydraulique de LOUDENVIELLE – recours de la commune

Par requête en date du 20 février 2018 déposée devant le Tribunal administratif de Pau, la commune de Loudenvielle a demandé l'annulation du refus du Préfet des Hautes-Pyrénées du 22 décembre 2017 de résilier la concession hydroélectrique renouvelée au profit d'EDF pour une durée de 40 ans par arrêté préfectoral du 14 février 2007. La commune considère que la circonstance que cette concession ait été renouvelée au profit d'EDF en dehors de toute procédure de publicité et de mise en concurrence fait obstacle à la poursuite de son exécution.

Plainte des autorités genevoises visant le CNPE Bugey

La ville et le canton de Genève ont déposé en décembre 2018 une plainte avec constitution de partie civile pour manquements à la réglementation INB, sur la base d'un rapport d'expertise qui démontrerait, selon elles, les fragilités d'éléments essentiels de la centrale, ses faiblesses de conception, les risques sismiques et d'inondation du site, les fuites de tritium et la multiplication d'incidents. Aucun acte d'enquête n'a encore été diligenté envers EDF CNPE Bugey au titre de cette nouvelle plainte.

2.4.2 PROCÉDURES CONCERNANT LES FILIALES ET PARTICIPATIONS D'EDF

Enedis

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'État 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.

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 faute d'Enedis. Les assureurs continuent cependant à refuser leur garantie sur les autres dossiers pendants. Enedis a assigné en 2017 les assureurs et demandé au Tribunal de commerce de Nanterre de constater l'existence d'un sinistre sériel partiel.

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.

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.

Plusieurs décisions favorables à Enedis ont été rendues depuis le début de l'année 2018. La Cour d'Appel de Versailles a notamment débouté, début juillet, 150 producteurs, soit parce que la faute d'Enedis n'est pas établie, soit en l'absence de lien de causalité entre la faute d'Enedis et le préjudice, soit en considérant que le préjudice n'est pas indemnisable dans la mesure où les arrêtés tarifaires de 2006 et 2010 sont illégaux, faute de notification à la Commission européenne au titre du contrôle des aides d'État. Une large majorité d'arrêts a fait l'objet d'un pourvoi en cassation.

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. Une question prioritaire de constitutionalité (« QPC ») a été formée par la société ENGIE contre l'article 13 de la loi du 30 décembre 2017. Cette question a été transmise par le TC Paris puis par la Cour de Cassation au Conseil Constitutionnel qui devra statuer avant le 8 mai 2019.

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. QCC a fait appel de cette décision le 12 mars 2018. La procédure est en cours devant la CA Paris.

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 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.

Edison

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.

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. Edison n'est donc plus tenu à la réalisation d'interventions urgentes.

Par décision du 28 septembre 2018, la Cour de cassation a annulé sans renvoi l'arrêt rendu par la Cour d'assises d'appel de l'Aquila, relatif aux poursuites pénales contre le complexe industriel de Bussi sul Tirino. La Cour d'assises d'appel avait (i) acquitté certains défendeurs des accusations de désastre environnemental et d'empoisonnement de l'eau au motif qu'ils « n'avaient pas commis les faits qui leur sont imputés » ; (ii) considéré que l'accusation de désastre environnemental imputée aux autres défendeurs était prescrite, le délai de prescription ayant expiré avant le rendu de l'arrêt d'appel ; et (iii) considéré que rien n'était dû pour les dommages prétendument subis par l'ensemble des parties civiles.

Toujours dans ce cadre, la Province de Pescara a communiqué, le 28 février 2018, à la société Solvay Speciality Polymers Italy SpA (anciennement Solvay Solexis SpA) et à Edison SpA le lancement d'une procédure administrative pour la détermination du responsable de la pollution des terrains appartenant à la société Ausimont SpA et objet de la vente.

En 2012, une procédure d'arbitrage a été lancée par les sociétés Solvay SA et Solvay Specialty Polymers Italy SpA pour violation des représentations et garanties en matière environnementale, pour les sites de Bussi et de Spinetta Marengo, contenues dans le contrat de cession de la société Agora SpA (société contrôlant Ausimont SpA), souscrit en décembre 2001 entre les sociétés Montedison SpA et Longside International SA d'un côté et la société Solvay Solexis SpA (Solvay Specialty Polymers Italy SpA) de l'autre côté.

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'Aussimont 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. Le 4 janvier 2019, la Cour d'assises de Turin a publié la motivation complète de la décision qui a confirmé l'acquittement des anciens administrateurs et employés de Montedison et d'Ausimont, concernant les faits allégués de désastre environnemental et d'empoisonnement de l'eau liés à la gestion du site industriel de Spinetta Marengo Chemical.

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.

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. L'audience pour la précision des conclusions a été fixée au 19 mars 2019. Il s'agit de l'audience de clôture de la phase d'instruction. Plusieurs écritures pourront néanmoins être échangées avant la mise en délibéré.

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, Crotone, 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.

Au cours du premier semestre 2018, le procureur de la République de Pescara (région des Abruzzes) a ouvert une enquête préliminaire à l'encontre des administrateurs d'Edison pour une hypothèse de non réalisation d'activités d'assainissement sur le site industriel de Piano D'Orta (province de Pescara, région des Abruzzes) où, jusqu'à la fin des années soixante, se trouvait un établissement de la société Montecatini.

2.4.3 LITIGES POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE DE L'EXERCICE 2018

Néant.

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 a été validée par le Comex en janvier 2017.

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 en Comité d'audit. Un point sur les assurances, ainsi qu'une revue de l'assurabilité des risques Groupe, ont ainsi été présentés au Comité d'audit en décembre 2018.

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.

La Division Assurances et la Direction des Risques Groupe produisent annuellement l'analyse de la cartographie des risques au niveau du Groupe, complétée du dispositif de couverture assurantiel en place. 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.

Les programmes d'assurance Groupe ont vocation à intégrer le plus largement possible les 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.

Conformément au principe d'indépendance de gestion des filiales régulées, RTE n'est pas incluse dans les programmes d'assurance Groupe [(2)].

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

A l'instar de l'ensemble des grands groupes français et internationaux, EDF a recours à des captives et à des mutuelles qui permettent de compléter les couvertures fournies par les marchés traditionnels de l'assurance.

Les captives du groupe 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.

Par ailleurs, Framatome dispose également d'une société de réassurance, dénommée Tereco, au Luxembourg depuis le 21 décembre 2018.

EDF est par ailleurs membre de la mutuelle Oil Insurance Limited (OIL) en vue de 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.

Le groupe 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.

(1) Risques transférables aux marchés de l'assurance et aux marchés alternatifs.
(2) Sortie effective depuis le 31.03.15

Les captives et mutuelles permettent à EDF de diminuer le montant des primes payées au marché de l'assurance et, plus généralement, le coût de ses programmes d'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 et d'Océane Re, n'excède pas 10 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 pertes 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 et par Océane Re, 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 notamment décrites à la section 2.2.2 « La mise en oeuvre des dispositifs de maîtrise des activités et des risques ».

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, tels que les EPR de Flamanville et d'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 1er 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 et les filiales du Groupe.

Sa finalité est de couvrir les frais nécessaires aux traitements des désordres majeurs occasionnés par une cyber-attaque contre les systèmes d'information du Groupe.

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 » 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.

EDF Energy est actuellement 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

Les couvertures découlant de la participation d'EDF à la mutuelle OIL apportent une protection contre les dommages matériels en zone froide, en dehors des conséquences d'un accident nucléaire, de 60 % de 400 millions de dollars en excédent d'une franchise de 15 millions de dollars, tant en France qu'au Royaume-Uni.

Jusqu'au 30 septembre 2018, en complément de cette couverture, 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* britannique 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.

A compter du 1er octobre 2018 :

- en France, la protection apportée par OIL est complétée, pour les conséquences d'un accident nucléaire, y compris les frais de décontamination du site, par une couverture d'assurance de 90 millions d'euros en excédent d'une franchise de 10 millions d'euros faisant appel à la mutuelle nucléaire EMANI, à Axa et Allianz (réassurés par Assuratome), ainsi qu'à Wagram Insurance Company DAC (réassurée par Océane Re) ;
- au Royaume-Uni, la protection est complétée pour les conséquences d'un accident nucléaire, y compris les frais de décontamination du site, par un programme d'assurance d'une capacité totale de 1 510 millions d'euros au-delà d'un montant de 240 millions d'euros fournie par la mutuelle nucléaire EMANI, le *pool* nucléaire britannique NRI et Northcourt qui regroupe des assureurs britanniques spécialisés.

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 du Groupe, tous types de couvertures confondus, s'élève à 248 millions d'euros, en 2018.



3. INFORMATIONS ENVIRONNEMENTALES ET SOCIÉTALES – RESSOURCES HUMAINES

3.1 LES ENGAGEMENTS D'EDF EN MATIÈRE DE DÉVELOPPEMENT DURABLE 150

3.1.1 Comprendre les parties prenantes et l'environnement 150
3.1.2 S'engager en faveur du développement durable 152
3.1.3 La gouvernance du développement durable 153

3.2 LES OBJECTIFS DE RESPONSABILITÉ D'ENTREPRISE D'EDF 158

3.2.1 S'engager en faveur du climat 158
3.2.2 S'engager en faveur du développement humain 161
3.2.3 S'engager en faveur des populations fragiles 166
3.2.4 S'engager pour que chaque client consomme mieux 168
3.2.5 S'engager pour la concertation 172
3.2.6 S'engager en faveur de la biodiversité 174

3.3 AUTRES THÉMATIQUES DE LA POLITIQUE DÉVELOPPEMENT DURABLE 180

3.3.1 Adaptation au changement climatique 180
3.3.2 Optimiser l'utilisation des ressources naturelles et préserver l'environnement 181
3.3.3 Porter une attention particulière aux personnes 188

3.4 AUTRES THÉMATIQUES DU DOMAINE RESSOURCES HUMAINES 195

3.4.1 L'excellence professionnelle, emploi et développement des compétences 195
3.4.2 Réunir les conditions de bien-être : organisation et qualité de vie au travail 199
3.4.3 Rémunération et protection sociale : un employeur attractif 199
3.4.4 Un employeur engagé aux côtés de ses parties prenantes 201

3.5 ÉTHIQUE, CONFORMITÉ, TRANSPARENCE FISCALE 206

3.5.1 Ethique et conformité 206
3.5.2 Transparence fiscale 211

3.6 MÉCÉNAT 213

3.7 NOTATION EXTRA-FINANCIÈRE 214

3.8 ANNEXES ET GRILLES DE CORRESPONDANCES 215

3.8.1 Plan de vigilance 215
3.8.2 Objectifs développement durable de l'ONU 217
3.8.3 Recommandations de la TCFD 219
3.8.4 Matrice de matérialité 221

3.9 DISPOSITIF DE REPORTING ET ÉLÉMENTS MÉTHODOLOGIQUES 223

3.9.1 Dispositif de reporting 223
3.9.2 Éléments méthodologiques sur les données environnementales et sociales 223
3.9.3 Indicateurs 227

3.10 RAPPORT DE L'UN DES COMMISSAIRES AUX COMPTES, DÉSIGNÉ ORGANISME TIERS INDÉPENDANT 233

LE NOUVEAU CONTEXTE DU REPORTING EXTRA-FINANCIER

L'ordonnance 2017-1180 du 19 juillet 2017 et le décret 2017-1265 du 9 août 2017 ont transposé la directive européenne 2014/95/UE modifiant l'article 225 du Code de Commerce qui impose aux entreprises relevant de son champ d'application de reporter sur les informations sociales, environnementales et sociétales dans leur rapport de gestion. EDF entre dans le champ d'application de cette réglementation visant à établir, pour l'année 2018, une déclaration de performance extra-financière (DPEF).

EDF présente son modèle d'affaires au chapitre 1 de ce document et l'analyse de ses principaux risques au chapitre 2, dont les risques prioritaires du domaine RSE. Au présent chapitre 3, EDF décrit la manière dont ces derniers sont couverts par des politiques et des procédures de diligence raisonnables, et mentionne les indicateurs clés de performance dès que cela est pertinent. En outre, le présent chapitre traite des politiques mises en place en regard des enjeux figurant dans la matrice de matérialité, établie en 2017 dans le cadre d'un processus de concertation avec les parties prenantes (pour une description détaillée de cette matrice, voir la section 3.8.4).

Ce chapitre montre comment EDF s'engage en matière de développement durable, s'agissant d'abord de ses six Objectifs de Responsabilité d'Entreprise (*cf.* sections 3.2.1 à 3.2.6), puis au travers d'autres thématiques énoncées par la politique développement durable (*cf.* section 3.3), ou liées au domaine ressources humaines (*cf.* section 3.4). L'éthique, la conformité et la transparence fiscale sont abordés en section 3.5, le mécénat en section 3.6, et la notation extra-financière en section 3.7. Le plan de vigilance d'EDF est développé en section 3.8.1. En outre, la contribution d'EDF aux Objectifs développement durable de l'ONU est cartographiée en section 3.8.2, et la manière dont EDF met en œuvre les recommandations de la TCFD est récapitulée en section 3.8.3.

Les indicateurs clés de performance des politiques du Groupe retenus au titre de la déclaration de performance extra-financière sont repérés dans le texte du document de référence par un identifiant **[*]** et sont récapitulés dans la table de concordance figurant en section 8.5.4.

3.1 LES ENGAGEMENTS D'EDF EN MATIÈRE DE DÉVELOPPEMENT DURABLE

EDF s'engage en matière de développement durable (section 3.1.2) sur la base d'une démarche d'écoute et de compréhension approfondie de ses parties prenantes (section 3.1.1). La mise en œuvre est réalisée dans le cadre d'une gouvernance décrite en section 3.1.3.

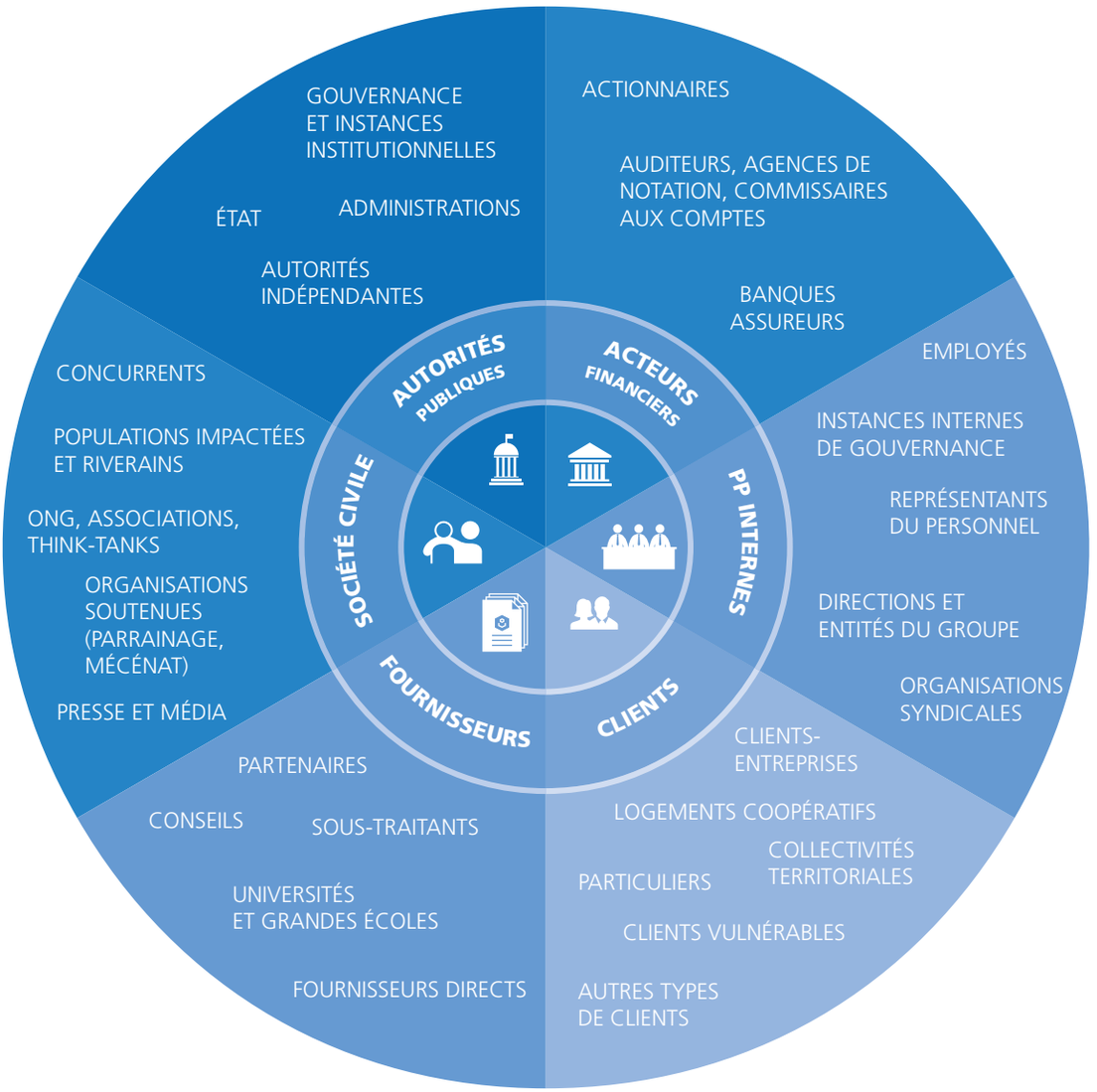
3.1.1 COMPRENDRE LES PARTIES PRENANTES ET L'ENVIRONNEMENT

3.1.1.1 La cartographie des parties prenantes du Groupe

Afin de répondre aux attentes des parties prenantes, EDF a mis en place des outils de dialogue, d'écoute, d'analyse et de suivi : baromètres, partenariats, instances de dialogue, comités de suivi basés sur une cartographie de ses parties prenantes.

L'objectif de cette cartographie est d'aider au bon déploiement de sa politique de développement durable au bénéfice de sa performance. Le dialogue avec les parties prenantes est un des objets entrant dans le champ de compétences du Directeur Exécutif en charge de la Direction Innovation Responsabilité d'Entreprise Stratégie. La cartographie des parties prenantes a été approuvée en Comex et les relations avec les communautés locales entrent dans le champ du contrôle interne. La cartographie fournit aux directions et sociétés du Groupe un cadre d'organisation du dialogue [(1)]. De plus, dans le cadre des certifications ISO 9001 et 140001 V2015, les directions et sociétés du Groupe établissent systématiquement une cartographie de leurs parties prenantes, et définissent les modes de dialogue appropriés.

(1) Accompagné d'un guide d'action des parties prenantes réalisé en 2015 sur la base des principes directeurs du Comité 21.
[*] IND Indicateur clé de performance extra-financière (cf. table de concordance DPEF en section 8.5.4)



3.1.1.2 Les dispositifs d'écoute des parties prenantes

3.1.1.2.1 Les baromètres et les pratiques d'écoute

L'écoute organisée des attentes des parties prenantes est historiquement très développée dans les métiers de la production et de la commercialisation en France, ou encore chez EDF Renouvelables ou EDF Energy.

Les baromètres suivis d'année en année au moyen de questionnaires et de périmètres stables permettent de prendre la mesure de l'évolution des attentes des populations :

- Baromètre des riverains de la production nucléaire, thermique classique, et hydraulique[1] : menées depuis 2009 par des instituts de sondages officiels comme IPSOS, ces études ont pour objectif de mesurer la perception des riverains relative aux ouvrages et à l'énergie. 19 sites de production nucléaire, 6 sites thermiques fossiles, 14 sites hydrauliques et 2 sites nucléaires en déconstruction (Creys-Malville et Brennilis) en 2018. Autour des centrales nucléaires, par exemple, les enquêtes mettent en lumière l'impact positif en matière d'emploi (83 %), d'activité économique (77 %), de commerce (65 %) et d'équipements collectifs (62 %) ;
- Baromètre Développement Durable (BDD) : dispositif de suivi de l'opinion européenne sur les sujets liés à l'environnement, les énergies, le développement durable, diligenté par la R&D. Dans les trois pays enquêtés (France, Allemagne, Grande-Bretagne), le niveau de préoccupation environnementale s'avère en nette augmentation ;
- Baromètre Interne des Perceptions de l'Environnement (BIPE) : sondage réalisé auprès d'un échantillon des salariés d'EDF et d'Enedis [2]. Les questions portent sur : l'environnement, l'énergie, la RSE et les concepts innovants. Les principaux résultats sont présentés en section 3.1.3.3.6 « Formation et sensibilisation au DD - Evolution des perceptions des publics internes et externes » [3].

(1) Ce baromètre a concerné 19 sites de production nucléaire, 6 sites thermiques fossiles, 14 sites hydrauliques et 2 sites nucléaires en déconstruction (Creys-Malville et Brennilis) en 2018.

(2) Enedis est une filiale gérée en toute indépendance.

(3) Outre l'enquête interne « MyEDF », cf. section 3.4 « Autres thématiques du domaine ressources humaines ».

3.1.1.2.2 Les panels de parties prenantes

Depuis plus de vingt ans, le groupe EDF s'appuie sur différents conseils de parties prenantes externes, à l'échelle *corporate*, d'un pays d'implantation ou d'une filiale. Plusieurs panels d'experts apportent aux dirigeants du Groupe leur vision sur les grands sujets qui intéressent EDF.

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 2018, le panel s'est réuni autour des thèmes de la communication responsable et de la déconstruction des centrales nucléaires.

En 2018, le Conseil scientifique d'EDF, présidé par Sébastien Candel, Président de l'Académie des Sciences, s'est réuni à trois reprises. Les thèmes ont concerné les applications de l'hydrogène pour EDF, la physique quantique dans ses applications pour EDF, et les orientations de la recherche et développement d'EDF.

Le Conseil médical d'EDF, présidé par le Professeur André Aurengo, membre de l'Académie de médecine, est un organe de réflexion et de conseil sur des thèmes sanitaires d'actualité en lien avec les activités d'EDF. Les principaux thèmes traités en 2018 ont concerné les champs électromagnétiques, la prévention du risque électrique et la gestion des déchets pathogènes.

En 2017, EDF a créé, en partenariat avec Usbek & Rica, son Conseil des générations futures, un espace de dialogue ouvert et pluraliste pour échanger sur les futurs de l'énergie. Son objectif est de renouveler la manière dont EDF dialogue avec la société, et de stimuler les réflexions sur des grands enjeux d'avenir en libérant la parole et en éclairant les divergences pour nourrir le débat public. Il rassemble quarante collaboratrices et collaborateurs représentant la diversité des métiers et des sociétés du groupe EDF en France (hors RTE et Enedis), et une trentaine de participants externes, reconnus pour leur engagement dans le développement durable, la transition énergétique, l'économie sociale et solidaire, la transformation des organisations et des mentalités. En 2018, ce Conseil a tenu deux audiences : « Peut-on parler sereinement du nucléaire ? » et « Quelles (r) évolutions pour quelles mobilités ? ».

Courant 2018, la Direction du Parc Nucléaire et Thermique (DPNT), en lien avec le pôle Renouvelables, a initié une démarche spécifique visant à écouter les attentes sociétales nouvelles autour des thèmes de l'autonomie énergétique, de l'autoconsommation, de la production décentralisée, et sur la manière dont ces questions interrogent le système électrique actuel bâti autour des notions de solidarité, d'interconnexion et sécurité d'alimentation. Un « Cercle de réflexion » composé d'une dizaine de personnalités d'horizons très divers (associatifs, universitaires, journalistes, économistes) a produit une première analyse. La réflexion est suivie et accompagnée par un groupe de *managers* de l'entreprise, associé tout au long du processus de travail.

En 2018, EDF a mis en place un Comité scientifique de la communication, composé de dix enseignants chercheurs spécialisés dans le domaine de la communication. La première réunion s'est déroulée sur le thème de la communication responsable.

En Grande-Bretagne, EDF Energy dispose d'un Sustainable Business Panel qui conseille le Directeur Général et le Comité exécutif sur les questions de développement durable. Il est composé d'experts internes et externes choisis pour leurs compétences stratégiques et leur expertise en développement durable. Le Sustainable Business Panel se réunit deux fois par an, sous la présidence du Directeur de la Stratégie et des Affaires Publiques d'EDF Energy, avec notamment pour thème en 2018 le marché de l'emploi et des compétences dans une économie décarbonée.

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 d'Enedis. 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. En 2018, deux sujets ont été traités : la responsabilité sociale élargie de l'entreprise et la précarité énergétique.

En 2018, Edison a mis en place un Conseil développement durable. La première réunion a été consacrée à la nouvelle politique et aux objectifs de développement durable. Le Panel a notamment encouragé Edison à poursuivre son action d'innovation inclusive. La seconde réunion a porté sur les modes de vie durables à l'ère de la numérisation. Le Panel est également associé à l'analyse des enjeux extra-financiers d'Edison.

3.1.1.3 La participation à des *think tanks* et associations d'entreprises au niveau international

EDF se nourrit des réflexions et des recherches les plus en pointe sur le développement durable à travers des think tanks et différents instituts de recherche. L'objectif est d'échanger sur les meilleures pratiques et aussi d'enrichir la qualité des débats à destination des décideurs publics lors des manifestations telles que les négociations climatiques (COP).

Parmi les think tanks, on compte l'I4CE [(1)] ou l'Iddri [(2)], avec lesquels EDF a travaillé en 2018 sur la neutralité carbone. EDF a également contribué, au sein de EpE [(3)] à une étude globale sur la neutralité carbone de la France en 2050.

EDF s'appuie sur les travaux du SDSN [(4)], vaste réseau de chercheurs et d'universitaires initiés par le Secrétaire Général des Nations Unies. Dans ce cadre, en 2018, EDF a notamment soutenu le Pacte mondial pour l'environnement visant à harmoniser les standards environnementaux à l'échelle planétaire.

EDF participe à plusieurs organisations rassemblant des entreprises et qui agissent dans le domaine de l'environnement comme par exemple le Global Compact des Nations Unies et EpE. En 2018, un rapport sur le prix du carbone et un rapport sur la décarbonation de l'économie ont été soutenus avec le WBCSD [(5)].

Ces participations permettent à EDF de nourrir des stratégies qui concilient développement durable et business, à l'instar de l'initiative Electric Vehicle 100, EV100, de Climate Group, où EDF s'engage à convertir sa flotte en véhicules électriques d'ici 2030 et à devenir un acteur incontournable de la mobilité électrique propre dans les années à venir (*cf.* section 3.2.4.5 « Mobilité électrique »).

3.1.2 S'ENGAGER EN FAVEUR DU DÉVELOPPEMENT DURABLE

3.1.2.1 Les Objectifs de Responsabilité d'Entreprise et la politique Développement durable

Les Objectifs de Responsabilité d'Entreprise (ORE) annoncés par le Groupe lors de l'Assemblée générale du 12 mai 2016 traduisent l'engagement du Groupe dans sa transformation stratégique en résonnance aux 17 objectifs de développement durable de l'ONU ; en effet, si ces derniers ne s'adressent pas directement aux entreprises, ils ne sauraient être atteints sans leur contribution active.

Ces ORE ambitieux fixent une feuille de route pour les métiers et filiales du groupe pour réussir CAP 2030 ; six thèmes majeurs ont été retenus. Trois d'entre eux sont liés à l'environnement et aux ressources naturelles : le climat, la biodiversité, et l'efficacité énergétique, Deux autres permettent de conforter l'engagement sociétal d'EDF, au travers de l'accompagnement des populations les plus fragiles et de la mise en place systématique de démarches de concertation autour des nouveaux 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.

(1) Intitute For Climate Economics.
(2) Institut du développement durable et des relations internationales.
(3) Association Française des Entreprises pour l'Environnement.
(4) Sustainable Development Solutions Network.
(5) World Business Council on Sustainable Development.

Ces objectifs sont intégrés dans la politique de développement durable du Groupe destinée à préciser toutes les exigences du Groupe en termes de développement durable [1].

3.1.2.2 Intégration des Objectifs de Responsabilité d'Entreprise dans le processus stratégique du Groupe et le *screening* des projets

Les six Objectifs de Responsabilité d'Entreprise (ORE) traduisent des engagements à long terme (2030), dont l'exigence de mise en œuvre est déclinée dans les lettres de cadrage précisant la contribution attendue de chacune des entités et filiales du Groupe à la réussite de l'ambition commune. Le dispositif de pilotage de ces engagements est intégré à la boucle stratégique du Groupe. Les revues de performance annuelles permettent de suivre et contrôler leur réalisation effective par les entités et filiales.

De même, les projets et investissements soumis à l'approbation du Comité des engagements du Comité exécutif du Groupe [2] (CECEG) font l'objet d'un avis spécifique de la Direction du Développement Durable élaboré à partir d'une grille de criblage traduisant en termes opérationnels les enjeux des six Objectifs de Responsabilité d'Entreprise. Lorsque nécessaire, la Direction du Développement Durable procède à ou organise des due diligences spécifiques à ces enjeux.

3.1.3 LA GOUVERNANCE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE



3.1.3.1 La gouvernance

La Responsabilité d'entreprise est au cœur de la stratégie du groupe EDF. L'un des comités du Conseil d'administration, le Comité gouvernance et responsabilité d'entreprise a pour mission de suivre les sujets liés à la responsabilité d'entreprise, dont les questions liées au changement climatique, leurs conséquences sur le groupe EDF.

Lors du séminaire stratégique du Conseil d'administration de septembre 2018, l'approche de responsabilité d'entreprise a été débattue : suivi de la mise en œuvre des 6 Objectifs de Responsabilité d'Entreprise, déploiement de la politique Développement Durable Groupe, innovations financières et sociales au service de la transition énergétique.

Le suivi et la mise en œuvre de l'engagement de réduction des émissions directes de CO_2, annoncé à l'Assemblée générale des actionnaires du 12 mai 2018, a été présenté devant le Comité gouvernance et responsabilité d'entreprise du 29 novembre 2018 (*cf.* section 4.2 « Composition et fonctionnement du Conseil d'administration »).

3.1.3.2 L'organisation

La Direction Développement Durable (DDD) est rattachée au Directeur Innovation Responsabilité d'Entreprise et Stratégie (DIRES), membre du Comité exécutif.

- Elle contribue à la transformation stratégique du Groupe en accompagnant métiers et projets dans la prise en compte concrète des enjeux (opportunités et risques) environnementaux et sociaux, dans les choix et les gestes professionnels, grâce en particulier à l'intégration des six Objectifs de Responsabilité d'Entreprise dans le cadrage stratégique des entités opérationnelles et dans le processus de criblage des nouveaux projets sous l'angle du développement durable [3]. Elle est notamment chargée du suivi de l'objectif de réduction des émissions directes de GES « scope 1 »[4] du Groupe en dessous de 30 Mt en 2030.
- Elle contribue à renforcer et rendre visible la performance non-financière du Groupe, c'est-à-dire à garantir la qualité des données tout en tenant compte des attentes de nos parties prenantes (investisseurs, clients, agences, ONG), et à rendre visible la contribution du Groupe à la transition énergétique.
- Elle anime le développement durable dans le groupe : animation corporate des métiers et des filiales au sein du SDC [5] (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.
- Elle regroupe et anime les expertises nécessaires à la prise en compte des enjeux de développement durable et tout particulièrement à la mise en œuvre des Objectifs de Responsabilité d'Entreprise. Pour cela, elle s'appuie, au-delà des compétences internes à la DDD ou au groupe EDF, sur des partenariats avec des institutions, des think tanks ou des ONG.

En décembre 2018, a été créé le Comité stratégique responsabilité sociale d'entreprise afin de coordonner au mieux l'ensemble des enjeux de RSE portés par les différentes entités du Groupe et d'en assurer un pilotage stratégique. Le Comité stratégique responsabilité sociale, notamment composé du Directeur Exécutif Ressources humaines, du Directeur Exécutif Finance et du Secrétaire Général du Groupe, est présidé par le Directeur Exécutif Innovation Responsabilité d'Entreprise Stratégie. Le Comité stratégique RSE ne se substitue pas aux instances existantes. Il rend compte de ses activités au Comité exécutif au moins une fois par an et se tient à la disposition du Conseil d'administration auquel il transmet les comptes-rendus de ses séances.

3.1.3.3 Les leviers de transformation

3.1.3.3.1 Une organisation de la veille

Les politiques environnementales et énergétiques nécessitent qu'EDF soit capable de les anticiper, d'en saisir les opportunités mais également prenne les mesures nécessaires suffisamment en amont. Ce dispositif est au service de 3 enjeux fondamentaux pour le Groupe :

- un enjeu de conformité réglementaire pour garantir la capacité d'EDF à démontrer la prise en compte des réglementations de toute nature ;
- un enjeu business concernant l'impact des différents textes réglementaires sur la création de valeur ;
- 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.

La Direction Développement Durable anime un dispositif de veille anticipative afin de mobiliser et de coordonner au mieux les ressources internes. Le dispositif de veille vise à :

- renforcer la détection et la qualification des risques et opportunités ;
- faciliter le partage entre métiers, directions géographiques et sociétés du Groupe sur les enjeux transverses pour davantage de synergies ;
- améliorer la visibilité des dirigeants sur les risques et opportunités ;
- contribuer à accroitre 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 » : eau, déchets et sols, air, biodiversité, risques industriels, efficacité énergétique, précarité énergétique, santé, changement climatique. Chaque réseau est composé d'une quinzaine de membres issus des différents métiers du Groupe et se réunit chaque trimestre pour partager une vision globale. 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) Cf. section 3.3 « Autres thématiques de la politique développement durable ».

(2) Sont concernés les nouveaux projets de plus de 50 millions d'euros, ayant un impact significatif sur les territoires et l'environnement. En 2030, le Groupe envisage de porter ce seuil financier à 30 millions d'euros.

(3) Cf. section 3.1.2.2 « Intégration des Objectifs de Responsabilité d'Entreprise dans le processus stratégique du Groupe et le criblage des projets ».

(4) Cf. section 3.9.2.2 « Précisions sur les données environnementales » pour la définition du « scope 1 ».

(5) En 2018, le SDC s'est réuni à cinq reprises et a par exemple examiné la trajectoire carbone, l'agenda biodiversité, l'organisation du reporting extra-financier et effectué la revue du Système de Management Environnemental du Groupe.

3.1.3.3.2 Un pilotage des risques environnementaux

Le groupe EDF, conscient des impacts potentiels de ses activités sur l'environnement, 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 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 [(1)] des risques 2018 conforte l'analyse des risques et ne souligne pas de nouveaux risques environnementaux. À fin 2018, avec la cession du terminal méthanier de Dunkerque et l'acquisition de Framatome, le Groupe compte 9 sites SEVESO seuil haut et 38 sites seuil bas [(2)].

En 2018, 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 ;
- un programme de formation du personnel et de sensibilisation de toutes les parties impliquées, intégrant le retour d'expérience des crises vécues et des exercices ;
- 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 (*cf.* section 2.2.2.1.2 « La gestion de crise et 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 (cancérigènes, mutagènes et repro-toxiques) ou considérées comme extrêmement préoccupantes. Dans le prolongement des études des années antérieures, des substitutions sont désormais mises en œuvre : huiles éco-acceptables à la production hydraulique, fluide de commande des turbines de centrales thermiques et nucléaires en France et au Royaume-Uni, vernis et peintures (Direction Industrielle, Direction immobilier et Citelum en Italie), etc. Dans le cadre d'un projet de R&D, des actions visent à identifier et évaluer des technologies matures et innovantes de traitement des effluents liquides permettant de réduire les produits chimiques nocifs (bore, hydrazine, ammoniaque, C14, H3, nitrates, AOX, CRT, Cu/Zn, etc.).

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 2018, il n'y a pas eu d'événement environnemental à enjeu [(3)]. Quelques incidents, sans impact environnemental ou sanitaire majeur, ont principalement concerné des fuites ou déversements d'hydrocarbures ou de produits chimiques. Ils ont été maîtrisés selon les procédures d'urgence en vigueur et ont permis de limiter fortement leur impact sur l'environnement naturel. Quelques événements sont cependant à signaler : la présence de retombées de poussières jaunes à proximité de la centrale à cycle combiné gaz de Bouchain (France) sans certitude sur le lien avec les émissions au démarrage, la mort de quelques rapaces sur des parcs éoliens en France et au Mexique. Par ailleurs, la période de canicule et de sécheresse a créé des conditions défavorables à la vie piscicole et une gestion de l'eau difficile notamment à sur la basse vallée de l'Ain et sur l'étang de Berre.

Certains des événements environnementaux peuvent être suivis de contentieux issus de plaintes déposées par des ONG ou associations, de mises en demeure des autorités de régulation nationales (ASN, préfecture, etc.) ou de litiges relatifs à des opérations foncières. En 2018, le montant des pénalités prononcées à l'encontre d'EDF en France s'est élevé à environ 1,94 million d'euros. Il est composé de deux types de pénalités : une condamnation relative à un événement industriel sur le site de Bugey en 2013 (5 000 euros de dommages et intérêts), et deux contentieux arrivés à leur terme et relatifs à des opérations de ventes de terrain assorties de travaux d'assainissement des sols. Il s'agit d'une vente d'un terrain à Perpignan en 2010 et d'une autre vente à Saint-Malo en 2007 (terrain d'une ancienne usine à gaz).

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 version 2015 sur un périmètre représentant la quasi-totalité du chiffre d'affaires consolidé d'EDF et de ses filiales (hors Enedis) et participations [(4)]. En 2018 de nouvelles filiales ont rejoint le périmètre de certification du Groupe (Electricité de Strasbourg Services Energétiques, et Electricité de Strasbourg Réseaux, IFOPSE). Deux filiales ne sont pas certifiées mais disposent de systèmes de *management* de l'environnement et participent à l'animation du SME.

En 2018, et dans le cadre de l'amélioration continue du SME, le certificateur Afnor a tenu à souligner l'intégration toujours plus forte du développement durable au cœur de la stratégie du Groupe, ainsi que les efforts déployés pour outiller et simplifier la démarche (à l'image par exemple de la mise en place opérationnelle de l'outil HSE sur la veille de conformité réglementaire).

(1) Cf. section 2.2.2.1.1 « La cartographie des risques et le rapport de maîtrise des risques et des activités ».

(2) Seuil haut et seuil bas : les établissements industriels sont classés « Seveso » selon leur aléa technologique 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) 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.

(4) Cf. résultats indicateurs environnementaux.

Les différentes actions menés en 2018 par les directions et sociétés du Groupe sont précisées dans les chapitres suivants relatifs à la mise en œuvre des Objectifs de Responsabilité d'Entreprise et de la politique de Développement Durable notamment en matière de réduction de l'empreinte carbone, d'amélioration des performances environnementales (dont la maîtrise des rejets et la valorisation des déchets) et de préservation des ressources naturelles et la biodiversité autour des aménagements industriels.

3.1.3.3.3 Un apport d'expertises *via* des partenariats développement durable

Les partenariats constituent un levier important pour mettre en œuvre les Objectifs de Responsabilité d'Entreprise sur quatre champs particulièrement : la biodiversité, la transition énergétique, les populations vulnérables et la précarité énergétique, la concertation.

Sur ces thématiques, les partenariats apportent une expertise essentielle aux différents métiers et sociétés du Groupe sur des questions évolutives, et permettent d'engager ou de fluidifier des dialogues avec les parties prenantes, au niveau national comme au niveau local.

- En matière de biodiversité, le Groupe s'appuie en France sur des partenariats nationaux construits dans la durée 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, Société française d'étude et de protection des mammifères (SFEPM). Ces partenariats portent notamment sur le terrain sur la réalisation des inventaires, l'évaluation et la gestion du patrimoine foncier d'EDF, l'échange en amont de nouveaux projets.
- Au total, plus de cent partenariats sont noués par les métiers 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 (Irstea) et l'Institut français de recherche pour l'exploitation de la mer (Ifremer).
- 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 (1 convention cadre et près de 50 conventions en local avec les fédérations départementales).
- Des séminaires avec les principaux partenaires permettent d'entretenir une dynamique collective au service de la démarche biodiversité d'EDF ; par exemple en 2018 autour de la rédaction de la feuille de route biodiversité d'EDF (*cf.* chapitre 3.6 « S'engager en faveur de la biodiversité »).
- 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.
- Sur le climat et la transition écologique et solidaire au sens large, le partenariat noué avec l'Iddri (l'Institut du développement durable et des relations internationales) permet à EDF d'engager des échanges sur des sujets à enjeu, de développer son expertise et de détecter les sujets émergents.
- L'accompagnement des populations fragiles dans la transition énergétique constitue l'un des axes de partenariat d'EDF, tout particulièrement avec le secteur de l'économie sociale et solidaire et de l'entrepreneuriat social. EDF a ainsi récemment initié un partenariat avec ASHOKA France, l'un des pionniers et des acteurs majeurs de l'entrepreneuriat social décrit au chapitre 3.34 « L'innovation sociale ») ;

En matière de dialogue et de concertation menée au sein des territoires, des partenariats se poursuivent avec le Conservatoire du littoral sur la dimension « accompagnement des territoires » et avec l'Ecole nationale supérieure de paysage (ENSP) pour que les directions opérationnelles d'EDF intègrent davantage la dimension paysage dans leurs activités. Ainsi, dans le cadre du partenariat avec l'ENSP, un atelier pédagogique régional « APR Brennilis » a été organisé sur la requalification de la centrale sur son territoire.

EDF tisse divers partenariats avec des acteurs nationaux tels que syndics de copropriété pour les rénovations, collectivités pour la ville, ou éco-maires ou s'agissant du livre blanc bas carbone. La dimension territoire est également portée au niveau national, par exemple par des métiers comme l'hydraulique sur des actions de sensibilisation à la sûreté/sécurité autour des ouvrages et les lâchers d'eau, ou encore avec l'association Sites et Cités Remarquables pour l'appui à la mise en valeur de notre patrimoine industriel. Enfin, de nombreux partenariats locaux sont noués dans le cadre du dialogue de proximité avec les acteurs des territoires.

3.1.3.3.4 Des moyens de R&D au service du développement durable

En matière de développement durable, l'activité R&D d'EDF vise aussi sur le plan environnemental 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, de maîtrise des interactions entre installations et biodiversité, de réduction des prélèvements dans la logique de l'économie circulaire. Sur le plan sociétal, des actions sont également menées en matière d'outils de dialogue et de méthodes de concertation.

En France, EDF consacre 100,2 millions d'euros, soit 20 % de son budget R&D à la protection de l'environnement. Au niveau du Groupe, les dépenses totales en R&D montent à 711 millions d'euros, répartis entre EDF et sept filiales, dont trois à l'international (voir section 1.6.1 « Organisation de la R&D et chiffres clés »).

Pour diverses illustrations de l'engagement de la R&D d'EDF sur les grands enjeux de développement durable, voir les sections 3.2.1 (ORE n° 1), 3.2.3 (ORE n° 3), 3.2.4 (ORE n° 4), 3.2.5 (ORE n° 5) et 3.2.6 (ORE n° 6), ainsi que les sections adaptation au changement climatique et ressources naturelles en section 3.3 « Autres thématiques de la politique développement durable ».

3.1.3.3.5 Formation et sensibilisation au développement durable



Les enjeux sociétaux, environnementaux et climatiques liés à la production d'électricité sont complexes et restent insuffisamment connus des différentes parties prenantes du groupe. EDF a priorisé ses actions de formation et de sensibilisation au développement durable sur deux thématiques :

- faire comprendre la transformation des différents métiers du Groupe en relation avec le développement durable et les six Objectifs de Responsabilité d'Entreprise (ORE) intégrés au Plan stratégique de communication d'EDF pour les années 2018 – 2020 : lutte contre le changement climatique, développement humain, efficacité énergétique, précarité énergétique, dialogue et concertation, biodiversité ;
- rendre visible la contribution d'EDF à la transition énergétique des territoires, en tenant compte des dimensions de solidarité.

En direction des publics internes

Formation

En 2018, pour la première fois, le document qui fixe pour trois ans les « Orientations de Formation d'Entreprise » intègre un chapitre spécifique dédié à la contribution d'EDF à la transition énergétique, établi avec la Direction du développement durable.

Des enjeux et priorités métiers ont été définis pour renforcer les compétences et l'expertise des salariés aux aspects environnementaux, notamment au regard des exigences réglementaires et normatives. Des formations sont prescrites et intégrées dans les cursus « métier » et parcours d'intégration des nouveaux arrivants. À la Direction Commerce et au sein des filiales (Dalkia, Citelum etc.), fédérées au sein d'une Académie des Services énergétiques Groupe depuis 2016, ces formations portent principalement sur l'efficacité énergétique.

À destination de tous, des formations transverses liées aux Objectifs de Responsabilité d'Entreprise sont déployées, d'une part en vue de mieux prendre en compte la biodiversité dans les projets (96 salariés formés en 2018), et d'autre part en vue d'améliorer le dialogue avec les parties prenantes (269 salariés formés en 2018, soit 3 451 heures de formation, en hausse de 85 % par rapport à 2017). Certaines de ces formations sont décentralisées en région, dans le cadre de démarches d'ancrage territorial.

Dans le cadre du dispositif « Parlons énergies » déployé sur le premier semestre de 2018, ce sont près de 200 salariés, dont 160 dialogueurs qui ont été formés aux méthodes d'écoute et de dialogue, compétences transférables au dialogue avec les parties prenantes externes.

	2018
En nombre de salariés formés	
Formation DD	2 481
Dont environnement	*2 133*
En nombre d'heures	
Formation DD	26 174
Dont environnement	*22 415*

Sensibilisation

Pour sensibiliser les salariés du Groupe aux sujets prioritaires en matière de développement durable et de responsabilité d'entreprise, des actions de communication sont déployées au travers de différents supports du Groupe, et notamment dans sa communauté développement durable.

Depuis sa création en 2012, cette communauté informe et sensibilise les salariés aux thématiques clés liées à la transition énergétique et aux ORE. Accessible à l'ensemble des salariés du Groupe, elle a enregistré depuis son ouverture plus de 1 000 articles (textes/vidéos publiés), 265 000 visites, 590 000 pages vues, pour une durée moyenne de lecture par visiteur de l'ordre de 5 minutes.

Les sujets évoqués concernent tant l'actualité externe (PPE, COP 24, loi de transition énergétique, etc.), que les actions développées par le Groupe (solutions bas carbone, réduction des émissions de CO_2, lutte contre la précarité énergétique etc.) *via* différents supports : articles, vidéos, infographies. En 2018, le dispositif intègre des dessins humoristiques mensuels pour marquer les esprits. La communauté permet également de relayer les événements auxquels les métiers et sociétés du Groupe prennent part chaque année en soutien de la politique DD, tels que la Fête de la Nature ou la Semaine européenne de réduction des déchets.

Les sociétés et métiers du Groupe sensibilisent leurs salariés au développement durable. Dalkia a réalisé et diffusé une pièce de théâtre sur les enjeux du DD ; EDF Renouvelables anime un programme sur l'éco-responsabilité, avec des appels à idées internes, afin de mobiliser les salariés autour des « éco-gestes » au bureau ; EDF China communique plusieurs fois par an sur son empreinte carbone et organise pour ses salariés des activités en lien avec le développement durable ; au Laos, le CEO de NTPC réunit tous les 4 mois l'ensemble de ses salariés pour partager avec eux toutes les informations relatives au développement durable ; EDF Luminus, par l'intermédiaire de son initiative « Clim action », partage des bonnes pratiques avec ses salariés pour réduire au quotidien leur empreinte carbone.

En direction des publics externes

La communication vise le grand public, les leaders d'opinion et les publics jeunes ; elle a priorisé les Objectifs de Responsabilité d'Entreprise, et plus particulièrement la lutte contre le changement climatique. L'année 2018 est marquée par l'engagement d'EDF en matière de communication responsable.

Communication responsable

En 2018, la Direction de la Communication du Groupe s'est engagée dans le nouveau programme FAIRe proposé par l'Union des annonceurs (UDA), faisant ainsi d'EDF une des trente entreprises pionnières en matière de communication responsable. Ce programme ambitieux regroupe 15 engagements répartis en 5 thématiques :

- l'élaboration responsable des messages ;
- l'éco-socio-conception des supports de communication ;
- la diffusion maitrisée des communications ;
- la prise en compte de l'ensemble de ses publics ;
- les relations responsables avec les partenaires.

L'engagement d'EDF se matérialise d'abord par la rédaction d'un « Code EDF de la communication responsable ». Rédigé en collaboration avec des parties prenantes internes et externes (Conseil développement durable, ONG), il est composé de 50 engagements, structurés autour de 12 chapitres parmi lesquels : le respect de la dignité humaine et de ses publics ; une communication claire et responsable ; une communication environnementale respectueuse ; des relations avec des fournisseurs responsables engagés dans des démarches RSE ; une communication tournée vers l'écoute et la concertation ; une communication digitale irréprochable.

Des formations à la « Communication responsable » ont été déployées en interne à destination de la filière communication et du *management*.

À destination du grand public

EDF a poursuivi sa communication sur les enjeux du changement climatique et les solutions que l'entreprise met en œuvre avec ses filiales pour décarboner l'économie, *via* Internet et les réseaux sociaux (vidéos sur site edf. fr, conseils efficacité énergétique sur comptes Facebook et Twitter EDF, communication événementielle sur l'autoconsommation etc.). En 2018, sa marque Sowee a lancé sur Internet le « Blog Sowee », ouvert à tous, qui apporte des recommandations concrètes pour réduire les consommations et les émissions de CO_2, et notamment celles liées au chauffage.

Parce que le sujet de la biodiversité concerne tous ses sites de production, EDF est partenaire de la Fête de la Nature, une opération nationale soutenue par le ministère de la Transition écologique et solidaire. 31 sites d'EDF ont participé à cette 12e édition sur la thématique « Voir l'invisible », avec une mobilisation notable de la Corse, de la Réunion, de la Guyane, de la Guadeloupe et de la Martinique, lieux importants de la biodiversité française. Les 80 manifestations proposées par EDF ont permis de sensibiliser quelque 4 800 visiteurs.

L'édition 2018 des « Journées de l'industrie électrique EDF », créées en 2011, a accueilli plus de 20 000 visiteurs et proposé au grand public des parcours bas carbone, combinant par exemple la visite d'un site hydraulique avec une ferme éolienne ou d'une centrale nucléaire avec un parc photovoltaïque, ainsi que des animations autour de la mobilité électrique. Une centaine de sites nucléaires, thermiques et hydrauliques français a maintenu l'ouverture des installations aux publics riverains et scolaires : 400 000 visites en 2018, intégrant systématiquement une conférence pédagogique sur leur fonctionnement et leurs impacts environnementaux.

Pour les leaders d'opinion

À l'automne 2018, EDF a réalisé une opération d'envergure, « Les Electric Days » (plus de 9 000 visiteurs - collectivités locales, clients, partenaires, ONG, publics jeunes, medias) qui a présenté les innovations sur lesquelles travaille le Groupe autour de quatre thématiques : « low carbone », « smart home », « smart city », « smart factory ». Une dizaine de conférences sur les sujets portés par les ORE du Groupe ont rythmé les trois jours de l'opération : aide aux populations fragiles, accès à l'énergie décarbonée dans les pays en développement, essor des opérations de finance verte et notamment des « green bonds », nouveaux services climatiques de R&D pour mieux intégrer les énergies renouvelables dans les réseaux, prise en compte de la diversité dans les métiers du secteur électrique, etc.

Le Groupe a poursuivi le cycle de ses « Rencontres Climat Énergie » engagé à l'occasion de la COP21, où des experts nationaux et internationaux viennent partager auprès de publics très ciblés (grandes entreprises, collectivités locales, représentants d'administration et d'ONG etc.) leur approche des enjeux climatiques et de la transition énergétique. EDF a ainsi organisé en 2018 trois conférences et un débat avec Jean Jouzel, climatologue et Pierre Larrouturou, économiste (« Pour éviter le chaos climatique et financier »), Benoît Leguet, Directeur de I4CE, un think tank sur le financement de la transition énergétique (« Transition énergétique : la finance s'engage ! ») et le Pr. Jeffrey Sachs, économiste à Columbia University (« La mise en œuvre de l'Accord de Paris, trois ans après la COP21 »). Le débat organisé dans le cadre d'un partenariat avec le Théâtre du Rond-Point a regroupé un public plus large, ouvert aux abonnés du théâtre. Il portait sur la Neutralité Carbone à l'horizon 2050.

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 poursuivi son *Better Plan for a sustainable and responsible energy business* lancé *en 2017*. 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*).

Pour les publics jeunes

Susciter l'intérêt pour la culture scientifique, technique et industrielle, aider à mieux comprendre l'électricité et sensibiliser aux enjeux du changement climatique constituent trois objectifs prioritaires d'EDF en direction des publics jeunes. Dans le cadre d'une convention signée en 2002 avec le ministère de l'Education nationale, l'entreprise propose aux écoles primaires, collèges et lycées des conférences gratuites sur l'électricité et le développement durable. En 2018, plus de 100 000 élèves ont bénéficié de ces conférences. En complément, l'entreprise met des ressources pédagogiques à la disposition des jeunes et des enseignants sur son site Internet edf. fr/energie-a-z (plus de 600 000 visiteurs uniques en 2018). Afin de s'adresser aux jeunes de 15-25 ans, EDF noue de nouveaux partenariats avec des médiateurs scientifiques 2.0. Ainsi, en 2018, la vidéo pédagogique sur l'énergie nucléaire, publiée par le youtubeur Dr Nozman, a généré 700 000 vues. Dans les départements et collectivités d'Outre-Mer, ainsi qu'en PACA et en Bretagne, EDF a renouvelé son partenariat engagé en 2016 avec les rectorats et des associations pédagogiques sur le programme Watty à l'école «. Des salariés de l'entreprise et des associations locales interviennent dans les écoles primaires et collèges pour sensibiliser 150 000 enfants chaque année aux économies d'eau et d'énergies.

Evolution des perceptions des publics internes et externes

Le Groupe mesure la perception de la dimension développement durable et son évolution dans la durée par un baromètre annuel auprès d'environ 3 400 salariés d'EDF et Enedis [(1)]. En termes de connaissances et de sensibilisation aux notions environnementales, au moins 80 % des interrogés disent avoir déjà entendu parler de développement durable, d'énergie verte ou de charte éthique, et près d'un salarié sur cinq déclare avoir suivi une formation sur l'environnement ou le développement durable au cours des trois dernières années. Dans le cadre de leur travail, 65 % d'entre eux déclarent avoir déjà entendu parler d'engagements de responsabilité d'entreprise (stable) ; 59 % considèrent que l'environnement est une priorité dans leur unité, et 38 % (en léger recul) déclarent connaître la politique environnementale de celle-ci.

Les résultats du baromètre 2018 prolongent des tendances de fond observées depuis 2010 : une préoccupation très forte à l'égard du changement climatique, jugé même « très préoccupant » par 64 % des salariés (65 % en 2017 ; 45 % en 2010), et de plus en plus identifié comme la conséquence de l'activité humaine (à 78 % stable par rapport à 2017). 97 % des salariés estiment que le changement climatique est en marche, et 85 % pensent aussi que la lutte contre le changement climatique est possible (stagnation). La quasi-totalité des salariés se déclare favorable à l'utilisation des renouvelables (de 89 % pour l'éolien à 96 % pour l'hydraulique, stable), mais également au nucléaire (77 % ; stable). En hausse d'un point, ils sont 86 % à attendre des fournisseurs d'énergie qu'ils favorisent les économies d'énergie ; et 31 % à estimer que ces fournisseurs doivent aussi lutter contre la pauvreté (stable depuis cinq ans). L'économie circulaire reste une notion peu comprise par les salariés (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 14 000 *e-learning* en 2018) ;
- 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 2018), 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 15 % en 2018), portant chacun sur 10 % de l'intéressement global.

Pour ce qui est des publics externes, le Groupe mesure l'évolution des perceptions sur les thèmes du développement durable *via* plusieurs baromètres, qui constituent un outil d'aide à la décision de ses actions de sensibilisation. Les principaux résultats 2018 révèlent que pour 57 % des Français EDF se préoccupe de l'environnement ; pour 20 % l'entreprise produit de l'énergie avec peu d'émissions de CO_2 associées (item stable par rapport à l'an dernier, le public faisant encore difficilement le lien entre production nucléaire et absence d'émission de GES) ; pour 29 % (en baisse de 3 points) l'entreprise agit en faveur de la transition écologique et propose des solutions énergétiques nouvelles. Sur la question du cap énergétique du pays, 67 % des Français font confiance à EDF pour développer significativement les énergies renouvelables (+ 4 points) et 58 % pensent que l'entreprise prépare bien l'avenir en matière énergétique (+ 4 points).

(1) Cf. section 3.1.1.2.1 « Les baromètres et les pratiques d'écoute ».

3.2 LES OBJECTIFS DE RESPONSABILITÉ D'ENTREPRISE D'EDF

3.2.1 S'ENGAGER EN FAVEUR DU CLIMAT



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. Il déploie une stratégie de lutte contre le changement climatique, qui comprend une stratégie d'adaptation aux effets physiques du changement climatique ainsi qu'une stratégie de décarbonation, avec un objectif aligné avec la science et avec une gouvernance approprié.

3.2.1.1 L'ambition du groupe EDF (ORE n° 1)

Le groupe EDF est un des premiers électriciens mondiaux non seulement en termes de capacités nettes installées et de production d'électricité, mais aussi en termes de performance carbone avec une intensité carbone très basse de 57 gCO_2/kWh [(1)], ce qui en fait un leader incontesté du secteur, dont les émissions moyennes mondiales se maintiennent autour de 490 g/kWh [(2)].

L'ambition du groupe EDF consiste à aller au-delà de la trajectoire 2 °C en limitant les émissions directes de CO_2 du Groupe à 30 Mt en 2030 (ORE n°1). En 2018, l'indicateur s'élève à 35,5 Mt [(3)]. Lors de l'Assemblée générale des actionnaires de mai 2018, le PDG d'EDF a annoncé un engagement plus précis : le groupe s'engage à réduire ses émissions directes de gaz à effet de serre en dessous de 30 Mt en 2030, tout en s'inscrivant dans l'ambition de neutralité carbone en 2050.

Cet objectif s'appuie sur les méthodologies développées au sein de l'initiative « Science Based Targets » afin d'estimer les contributions sectorielles à l'objectif 2 °C ; l'année 2015, correspondant à la signature de l'accord de Paris et au lancement de la stratégie Cap 2030 est l'année de référence de cet objectif qui participe à 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 groupe EDF dispose d'un mix de production bas carbone combinant production renouvelable et nucléaire. Pour maintenir sa position de leader en production d'électricité bas carbone et atteindre son objectif de réduction de ses émissions directes de GES, le groupe EDF dispose de deux leviers principaux : la réduction des émissions de CO_2 de son portefeuille d'actifs de production et des décisions d'investissements pertinentes.

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 [(4)], d'intégration des énergies renouvelables intermittentes, ainsi que des travaux concernant les systèmes électriques intelligents.

3.2.1.2 Une transparence renforcée : la Task Force on Climate Related Disclosures - TCFD

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.

Afin d'accroître encore la transparence en matière climatique, EDF s'engage sur un processus d'alignement complet de ses déclarations de risques financiers liés au changement climatique par rapport aux 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. Dans ce contexte, ce chapitre est organisé suivant le plan des recommandations de la TCFD.

Un tableau de correspondances pour une lecture de ce document de référence sous l'angle des recommandations de la TCFD est disponible en section 3.8.3 « Grille de correspondance TCFD ».

3.2.1.2.1 Risques, opportunités et impacts du changement climatique sur EDF

La production d'énergie représente aujourd'hui environ 60 % des émissions mondiales de gaz à effet de serre d'origine anthropique, dont 40 % [(5)] sont liées à la production d'électricité et chaleur. À lui seul le secteur de production d'électricité et chaleur produit 25 % des émissions de CO_2 d'origine anthropique (GIEC, AR5). En France, la performance carbone du groupe EDF lui confère un avantage, même si, en raison de sa taille, le Groupe reste un émetteur important de carbone au périmètre mondial.

La décarbonation de la production d'électricité est reconnue comme constituant un vecteur efficace de réduction des émissions de CO_2 ; dans le même temps, un consensus s'est formé sur des perspectives de croissance très forte de la demande d'électricité mondiale (presque 80 % d'ici à 2050).

(1) Emissions directes, hors analyse du cycle de vie des moyens de production et des combustibles.
(2) Donnée la plus à jour : CO_2 Emissions From Fuel Combustion, International Energy Agency, 2018 (chiffres 2016).
(3) Cf. section 3.9.3.1 « Indicateurs Groupe de la politique Développement Durable et ORE ».
(4) Cf. section 3.2.2.4.2 « Optimisation des performances environnementales et modernisation du parc thermique ».
(5) CO_2 Emissions From Fuel Combustion, International Energy Agency, 2018 (chiffres 2016).

Le groupe EDF doit anticiper des évolutions majeures :

- évolutions réglementaires [1] : en France, le projet de PPE [2] ou les budgets carbone de la Stratégie Nationale Bas Carbone ; au Royaume-Uni les Climate Change Act, UK Environmental Permitting Regulations (EPR), Carbon Reduction Commitment Energy Efficiency scheme ou Energy Efficiency Opportunities Scheme (ESOS) ; pour l'Union européenne, le Paquet Énergie-Climat 2020 ou le Paquet Énergie propre 2030 ;
- réforme de l'EU ETS qui impacte les prix du CO_2 ; les évolutions réglementaires tendant à la hausse des prix du CO_2 représentent une opportunité pour EDF, susceptible d'accroître la rentabilité de l'outil de production du Groupe, très majoritairement décarboné ;
- évolutions technologiques : une énergie de plus en plus décentralisée, décarbonée, numérique ; un client toujours plus acteur de sa consommation et de sa production d'électricité ; l'émergence de nouveaux modèles économiques.

Le secteur électrique doit également faire face aux évolutions climatiques susceptibles d'impacter les actifs de l'entreprise et de modifier les conditions physiques d'exercice de l'activité. Les risques physiques et de transition sont décrits en section 2.1.2 « Risques spécifiques auxquels le Groupe est exposé », et le processus de risques du groupe EDF est décrit en section 2.2 « La maîtrise des activités et des risques du Groupe ».

Au regard de ces enjeux, le changement climatique impacte l'activité opérationnelle et la planification financière d'EDF à plusieurs niveaux [3], dont voici quelques illustrations par types d'impact :

- opérations : les centrales thermiques du Groupe utilisent l'eau comme source froide afin d'optimiser leur rendement, et le groupe EDF agit sur plusieurs leviers pour optimiser cette utilisation d'eau et réduire la pression sur les milieux (*cf.* section 3.3.2.2 « Eau »). Aussi, le groupe EDF a engagé un programme de développement de la flexibilité du parc nucléaire existant afin de faciliter l'accélération du développement des énergies renouvelables intermittentes ;
- produits et services : le groupe EDF ambitionne de créer de nouvelles solutions compétitives décentralisées, de nouveaux services énergétiques bas carbone personnalisés et des réseaux intelligents dans le but d'accompagner les clients et les territoires dans leur transition énergétique (*cf.* section 1.3.2 « Priorités de la stratégie CAP 2030 ») ;
- la chaine de valeur et les fournisseurs d'EDF : EDF porte une attention particulière aux interactions entre sa chaîne de valeurs et le changement climatique ; ainsi, par exemple, les dispositifs d'audits des achats, l'approvisionnement en uranium et la démarche bettercoal (à laquelle participe Jera trading, fournisseur de charbon), intègrent un volet « impacts sur l'environnement » prenant en compte aussi bien la question des émissions de gaz à effet de serre que les problématiques d'exposition aux conséquences du changement climatique ;
- adaptation au changement climatique : *cf.* section 3.3.1 ;
- coûts opérationnels et compte de résultat : la lutte contre le changement climatique impacte les comptes du Groupe, notamment au travers du prix du CO_2 ; en raison de ses faibles émissions de CO_2 du Groupe, une hausse du prix du CO_2 apparaîtra comme une opportunité ;
- dépenses de capital et allocations de capital : afin de conforter sa place de leader de la croissance bas carbone, le groupe EDF accélère le développement des énergies renouvelables et des services, et poursuit ses investissements dans le nucléaire et les réseaux. Ces investissements ont représenté près de 12,7 milliards d'euros en 2018, soit environ 90 % des investissements nets du Groupe (hors plans de cessions) ;
- accès au capital : depuis 2013, le Groupe recourt aux nouveaux outils de financement et a procédé à quatre émissions d'obligations vertes (*Green Bonds*) pour l'équivalent d'environ 4,5 milliards d'euros en vue d'accompagner son développement dans les énergies renouvelables (section 6.8 « Informations relatives à l'allocation des fonds levés dans le cadre des obligations vertes (*Green Bonds*) émises par EDF ») ;
- investissements et acquisitions : les enjeux du changement climatique, au premier rang desquels l'objectif de décarbonation (ORE n° 1) sont intégrés à la stratégie et politique d'investissements du Groupe (*cf.* section 3.2.1.2.2 La stratégie de décarbonation du groupe EDF) ;
- investissements en R&D : tout en renforçant une exploitation sûre et économiquement performante des installations existantes et futures, la R&D d'EDF joue un rôle majeur dans le développement de solutions bas carbone (*cf.* section 1.6 « Recherche et développement, brevets et licences »).

3.2.1.2.2 La stratégie de décarbonation du groupe EDF

Fondée sur CAP 2030 [4], la stratégie de décarbonation du groupe EDF affiche 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. EDF innove en vue de permettre à ses clients d'optimiser leur consommation d'énergie.

3.2.1.2.2.1 Maintenir son positionnement de leader dans la production d'électricité bas carbone

Réduire drastiquement les émissions de CO_2 de son portefeuille d'actifs fossiles

EDF s'attache à réduire les émissions de CO_2 de son mix énergétique tant en France qu'à l'international. Cela se traduit par des fermetures effectives et prévues, par la mise en œuvre de la revue stratégique de ses actifs fossiles et par l'amélioration de l'efficacité de ses actifs existants.

1. Fermeture d'unités charbon et autres fossiles

Des fermetures effectives :

- en France métropolitaine, EDF a fait volontairement 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). 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 à 3 de Cordemais (700 MW) a eu lieu en avril 2018. Ces fermetures ont été accompagnées d'actions concrètes pour développer d'autres activités économiques et des mesures de reclassement des salariés concernés ;
- en Belgique, EDF Luminus a entamé le processus de fermeture de ses centrales à gaz [5] ;
- en Italie, Edison a mis en place le projet « AGP » (Advanced Gas Path) dans la centrale à gaz de Candela. Ce projet, d'un investissement de 7 million d'euros, a permis d'augmenter le rendement de la centrale en même temps qu'il a réduit les émissions spécifiques de la centrale de 2 %.

Des fermetures prévues :

- en application des PPE de Corse et Guyane, la fermeture des centrales de Vazzio (Corse) et Dégrad des Cannes (Guyane) est programmée en 2023. En France métropolitaine, le projet de PPE prévoit l'arrêt d'ici 2022 des centrales de production électrique fonctionnant exclusivement au charbon ;
- 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 devront être fermées d'ici 2025, suivant les décisions du gouvernement britannique.

2. Mise en œuvre de la revue stratégique des actifs fossiles

- EDF met en œuvre les résultats de la revue stratégique de ses actifs de production d'énergie à partir de combustibles fossiles et travaille par ailleurs à optimiser la performance de l'ensemble de son parc thermique [6].
- En Pologne, EDF a ainsi finalisé fin 2017 la cession des actifs d'EDF Polska (cogénération et production d'électricité). 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

(1) Energy Technology Perspectives 2017, Scenario 2°C, International Energy Agency.
(2) PPE : Programmation pluriannuelle de l'énergie.
(3) Cf. section 3.2.1.2.3 « La gouvernance du changement climatique ».
(4) Cf. section 1.3.2 « Priorités de la stratégie CAP 2030 ».
(5) Cf. section 1.4.5.3.1 « Europe du Nord ».
(6) Cf. section 1.4.1.4.2 « Les enjeux de la production thermique ».

4,4 GWth et 1,4 GWe. Elle inclut également les réseaux de chaleur de Czechnica, Torun, Zawidawie et Zielona Gora ;

3. Amélioration de l'efficacité d'actifs existants

- En Belgique, des travaux sur la chaudière de Ghent Ham ont permis d'optimiser ses émissions.
- EDF Energy, dans le cadre de son « better plan » envisage d'atteindre un niveau d'émissions en dessous de 50 gCO_2/kWh afin de continuer à être leader de la production bas carbone de ce pays. Des investissements stratégiques dans les énergies renouvelables et le nucléaire sont prévus par EDF Energy afin d'atteindre cet objectif ambitieux à horizon 2032 [1].

Maintenir sa position de leader dans le domaine des énergies renouvelables

Voir section 1.3.2.2 « Production très bas carbone ».

S'appuyer sur le nucléaire, socle de la production décarbonée d'EDF

- Le nucléaire d'EDF contribue à la performance carbone de la France et de l'Europe. S'il est délicat d'évaluer les émissions de CO_2 exactement économisées en France, les émissions moyennes de la production électrique d'EDF sont environ 17 fois inférieures à celle du secteur en Europe [2].
- L'intégration d'un volume croissant d'énergies renouvelables intermittentes dans le système électrique nécessite des moyens de production flexibles.

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'outiller la stratégie 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 sont des données confidentielles.

Produire un Bilan GES complet

Si le Groupe communique historiquement ses émissions directes de CO_2, EDF a établi annuellement depuis 2011 un Bilan GES couvrant aussi ses émissions indirectes (scopes 1, 2, et 3) au-delà de ses obligations règlementaires. Depuis 2013, une démarche progressive a été engagée pour établir un Bilan GES au périmètre du Groupe, suivant une méthodologie harmonisée, basée sur les principes du GHG Protocol Corporate Standard. Les travaux 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, en 2018, environ 35 millions de tonnes de CO_2, les autres sources d'émissions directes étant très réduites.

Les émissions indirectes sont 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 finals, à l'amont des combustibles fossiles et nucléaires utilisés dans les centrales et aux 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, à l'électricité consommée pour un usage propre, ou les émissions associées aux investissements du Groupe dans des actifs non consolidés, sont proportionnellement très limités.

Impliquer les salariés dans la lutte contre le changement climatique

En matière de rémunération des salariés, EDF intègre des indicateurs de performance qui participent à l'action climat. C'est le cas de la rémunération variable des dirigeants qui est en partie liée au niveau de disponibilité du parc nucléaire, celui-ci ne générant pas d'émissions directes de CO_2 ; c'est également le cas de l'un des critères d'intéressement, qui vise l'utilisation des outils de réunion digitaux en remplacement des déplacements des salariés [5].

3.2.1.2.2.2 Accompagner nos clients à consommer mieux et moins [6] et contribuer à décarboner l'économie à travers une électricité sobre en carbone [7]

Cf. section 3.2.4 « S'engager pour que chaque client consomme mieux ».

3.2.1.2.2.3 Impliquer nos parties prenantes dans l'action climat

Cf. notamment la section 3.1.1.2.2 « Les panels de parties prenantes », la section 3.1.3.3.3 « Un apport d'expertises *via* des partenariats développement durable » et la section 3.1.3.3.5 « Formation et sensibilisation au développement durable ».

3.2.1.2.3 La gouvernance du changement climatique

Le Conseil d'administration examine régulièrement les opportunités, les risques (en particulier ceux qui sont liés au changement climatique), leur impact sur la stratégie et les activités du Groupe, ainsi que les mesures prises en conséquence [8].

S'agissant de la prise en compte du changement climatique par le *management* de l'entreprise :

- le Comité exécutif examine annuellement le bilan prospectif des émissions sous le périmètre de l'objectif (ORE n° 1) et sa compatibilité avec la trajectoire de décarbonation du Groupe ;
- la Direction Développement Durable assure le suivi opérationnel, en relation avec les directions Corporate et les filiales concernées, en s'appuyant sur le Comité développement durable (Sustainable Development Committee, SDC) et le Système de Management Environnemental (SME) ; la Direction du Développement Durable contribue également au pilotage du PMT, plan à moyen terme (*cf.* section 3.1.3 « La gouvernance du développement durable ») ;
- le Comité RSE (*cf.* 3.1.3.1 gouvernance du développement durable) assure le pilotage stratégique des enjeux RSE dont le changement climatique et rend compte de ses activités au Comité exécutif du groupe au moins une fois par an. Les comptes rendus de ses travaux sont transmis au Conseil d'administration.

(1) On rappelle que le précédent objectif de moins de 100 gCO_2/kWh est atteint.

(2) 17 gCO_2/kWh pour EDF à comparer à 299 gCO_2/kWh EU28 (CO_2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, International Energy Agency, 2018, donnée pour 2016).

(3) Outre d'autres commodités et variable réglementaires ; pour un descriptif des horizons de temps considérés, voir la section 2.1 « Risques spécifiques auxquels le Groupe est exposé ».

(4) Ceci est réalisé au sein du Comité des engagements d'EDF.

(5) Par ailleurs, à compter de 2019, l'évaluation des managers comportera des objectifs ESG (Environnement, Social, Gouvernance).

(6) 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.

(7) 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.

(8) Cf. section 4.2.2.3 « Pouvoirs et missions du Conseil d'administration ».

3.2.1.2.4 Objectifs, indicateurs, performance : risques de transition

Limiter les émissions directes du Groupe à 30 Mt CO_2 en 2030, s'inscrire dans la neutralité carbone en 2050

La performance Carbone du groupe EDF reste exceptionnelle :

Émissions de CO_2 dues à la production d'électricité et de chaleur [1] *(g CO_2/kWh)*	**2018**	**2017**	**2016**
Groupe EDF **[*]**	57	82	77
EDF	17	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 490 g CO_2/kWh [1] et la moyenne de l'Union européenne est de 299 g CO_2/kWh [2].

Émissions de CO_2 dues à la production d'électricité et de chaleur [1] *(tCO_2)*	**2018**	**2017**	**2016**
Groupe EDF	34,9	50,5	47,7
EDF	7,5	10,7	8,3

(1) Émissions directes, hors analyse du cycle de vie des moyens de production et des combustibles.

- En 2018, le groupe EDF a pris l'engagement de limiter ses émissions à 30 millions de tonnes en 2030 (émissions directes de CO_2), et veut s'inscrire dans la neutralité carbone à l'horizon 2050 (*cf.* section 311 L'ambition du groupe EDF) ;
- la diminution observée des émissions de gaz à effet de serre entre 2017 et 2018 est liée à la cession des centrales d'EDF Polska et à des circonstances favorables en France : une hydraulicité plus importante et une disponibilité des centrales nucléaires françaises en amélioration ;
- bien qu'en augmentation en 2018, un prix du CO_2 moyen plus élevé aurait permis de réduire davantage les émissions de CO_2 en modifiant le *merit order* [3], et donc le recours aux centrales thermiques à charbon (*cf.* section 1.3.1 « Environnement et enjeux stratégiques »).

Emissions indirectes de CO_2

Le total des émissions directes de CO_2 des centrales de production (scope 1), des émissions associées à la combustion du gaz vendu à nos clients finals (scope 3) et des émissions associées à l'usage de l'électricité achetée pour servir nos clients finals (scope 3 [4]) représente plus de 74 % des émissions directes et indirectes du Groupe.

Émissions indirectes associées à la combustion du gaz vendu et à l'usage de l'électricité achetée pour servir nos clients finals *(tCO_2)*	**2018**	**2017**	**2016**
Groupe EDF	72,9	64,2	61,5
EDF	7,2	7,8	7,0

Autres indicateurs liés aux risques de transition

En complément, la section 1.3.3.1 présente des indicateurs relatifs aux investissements 2018 du Groupe par nature et la section 3.2.1.2.2 présente la proportion de ces investissements correspondant à des activités bas carbone.

3.2.1.2.5 Objectifs, indicateurs, performance : risques physiques

Les risques physiques qui sont susceptibles d'impacter le Groupe sont potentiellement très variés. S'agissant du risque important de stress hydrique, 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. Pour les indicateurs concernant les volumes d'eau prélevés et restitués par le Groupe, ainsi que la stratégie de maîtrise associée, voir les sections 3.9.3 « Indicateurs », et section 3.3.2.2.1 « Une ressource pour la production d'énergie ».

3.2.2 S'ENGAGER EN FAVEUR DU DÉVELOPPEMENT HUMAIN

L'objectif de responsabilité d'entreprise n° 2 : intégrer les meilleures pratiques des groupes industriels en matière de développement humain : santé/sécurité, égalité 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 santé, professionnalisme et d'implication de ses salariés, en développant leurs compétences et la diversité de leurs profils. EDF s'engage à intégrer les meilleurs pratiques des groupes industriels en ce qui concerne le développement des Hommes et des Femmes, pour maintenir le très fort engagement des salariés.

(1) Donnée plus actuelle disponible pour les émissions de CO_2 provenant des centrales électriques et cycles combinés, CO_2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, International Energy Agency, 2018, donnée pour 2016.

(2) Id.

(3) Moyen de classement des moyens de production en fonction de leur disponibilité et de leur prix, qui peut déterminer leur ordre d'appel

(4) Cf. section 3.9.2.2 « Précisions sur les données environnementales » pour la définition du « scope 3 ».

[*] IND Indicateur clé de performance extra-financière (cf. table de concordance DPEF en section 8.5.4)

3.2.2.1 Une entreprise de référence en matière de santé-sécurité : la santé et la sécurité de nos salariés et des salariés de nos prestataires, une priorité absolue

3.2.2.1.1 Garantir les meilleures conditions de santé et de sécurité au travail pour tous

La nouvelle politique santé et sécurité du Groupe, adoptée en avril 2018, définit un cadre de cohérence commun dans lequel viennent s'inscrire les politiques des différentes filiales du Groupe ainsi que leurs plans 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.

La nouvelle politique Santé Sécurité du Groupe s'appuie sur un engagement signé par le Président et tous les membres du Comex.

Cet engagement s'accompagne d'une feuille de route qui mobilise les entités du Groupe vers l'atteinte des objectifs fixés.

Une revue Groupe santé-sécurité a lieu chaque année.

Depuis 2015, dans le cadre du programme CAP 2030, les grandes orientations stratégiques santé et sécurité 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 2018 à EDF, 24 414 parcours de formation ont été réalisés en *e-learning* sur le thème de la vigilance partagée et 11 518 parcours ont été réalisés sur le sujet de la culture sécurité soit 35 933 parcours contre 14 000 visés dans le cadre de l'accord d'intéressement d'EDF. 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 présence terrain et à la vigilance partagée ;
- 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 2018, 33,9 % des salariés du groupe EDF sont couverts par une certification de Système de Management Santé Sécurité (OHSAS 18001, ISO 45001, MASE, VCA).

Dans le prolongement des actions conduites en 2017 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 a été finalisée en 2018 et mis en ligne sur le site Internet d'EDF. La nouvelle politique Santé Sécurité du Groupe précise les conditions de déploiement de ce nouveau référentiel interne qui est basé sur une démarche d'auto-évaluation.

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 dès 2015 pour les salariés et les prestataires du Groupe.

(Données Groupe)	2018	2017	2016	2015	2014
Nombre total de décès salariés et prestataires	9 (1)	15	10	16	15
dont nombre de décès salariés :	*6*	*6*	*1*	*3*	*4*
dont nombre de décès prestataires :	*3*	*9*	*9*	*13*	*11*

(1) Avec 1 décès lié directement au travail (chute de plain-pied sur un chantier d'un salarié prestataire), 3 accidents de trajet, 4 malaises et 1 salarié trouvé inanimé.

En 2018, 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 en 2018 avec notamment la mise en place de la collecte des Evénements à Haut Potentiel – HPE- dont plus de la moitié sont des presque accidents ou situations dangereuses ainsi qu'un partage au niveau du Groupe du Retour d'Expérience des éléments issus de l'analyse de ces événements, en particulier ceux liés aux 10 règles vitales du Groupe.

Diminuer les accidents du travail

En 2018, le Groupe confirme le bon résultat obtenu pour les salariés EDF depuis 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.

En 2018, le groupe EDF publie son taux de fréquence global intégrant les accidents et heures de travail de ses salariés et des salariés prestataires, illustrant ainsi la démarche de prévention couvrant tous les intervenants déployée depuis plusieurs années dans le Groupe.

(Données Groupe)	2018	2017	2016
Taux de fréquence salariés du Groupe	2,7	2,7	2,7
Taux de fréquence global du Groupe (EDF + prestataires) **[*]**	3,5	-	-

Afin de disposer de données comparables entre les entités du Groupe et de mesurer l'accidentologie directement liées à la réalisation des activités, EDF a mis en place un nouvel indicateur « LTIR » correspondant au calcul du taux de fréquence selon les standards anglo-saxons. Cet indicateur sera communiqué à compter de l'exercice 2019.

Les objectifs 2020 portés par la nouvelle politique santé sécurité sont désormais exprimés à partir de ce nouvel indicateur (LTIR EDF inférieur à 1,4 et LTIR global : EDF + prestataires inférieur à 1,8).

Lutte contre l'absentéisme et pour la qualité de vie 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.

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 : « 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.

En 2018, une méthodologie d'évaluation des risques psychosociaux commune à l'ensemble du Groupe a été développée à partir des données issues de l'enquête de perception des salariés (My EDF), croisés par les critères Gollac. Ce nouveau dispositif permet d'améliorer la détection de collectifs potentiellement en difficulté et de définir des actions de prévention plus adaptés.

La santé au travail – les maladies professionnelles

La santé au travail, un axe majeur

Le groupe EDF emploie du personnel spécialisé en santé au travail. 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 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.

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 2018 et ceci depuis 2003, aucun intervenant, salarié ou prestataire n'a dépassé le seuil réglementaire (dose individuelle sur 12 mois glissants).

En France, en 2018, la dose collective moyenne est de 0.67 homme-sievert par réacteur (0,61 et 0,76 homme-sievert par réacteur en 2017 et 2016). Ce résultat est en correspondance du programme industriel de l'année 2018 et reste le fruit de l'optimisation des chantiers et des activités, en particulier de l'efficacité d'interventions d'optimisation de l'état radiologique des circuits.

Au Royaume-Uni, en 2018, la dose collective moyenne est de 0.095 homme-sievert pour le réacteur REP et de 0.05 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 devrons aussi poursuivre les efforts de maîtrise et de réduction des doses sur les métiers les plus exposés.

3.2.2.1.2 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 2018, un travail commun sur la santé sécurité a été réalisé avec le Comité d'entreprise européen, au travers de plusieurs échanges (présentation des résultats et des actions Groupe) mais aussi dans le cadre du groupe de travail commun ayant permis d'élaborer un cadre de référence des meilleures pratiques du *management* de la santé et de la sécurité (Cadre de référence BEST : Bâtir Ensemble l'Excellence en Santé Sécurité au Travail) qui a été largement diffusé et qui est aussi disponible sur le site Internet www.edf.fr.

Un point d'avancement des orientations stratégiques santé sécurité a aussi été présenté dans toutes les instances.

[*] IND *Indicateur clé de performance extra-financière (cf. table de concordance DPEF en section 8.5.4)*

3.2.2.2 Egalité entre femmes et hommes

EDF assure la mixité à tous les niveaux de *management* de l'entreprise et s'engage avec détermination dans une dynamique de promotion de femmes dirigeantes à des postes clefs. Cet engagement s'appuie sur le renforcement de l'attractivité des métiers techniques auprès des jeunes femmes et le respect de la garantie de l'égalité des chances entre les femmes et les hommes du Groupe tout au long de leur parcours professionnel.

L'accord RSE monde signé le 19 juin 2018 (voir aussi section 3.4) consacre son article 6 à ses enjeux d'égalité professionnelle entre les femmes et les hommes, actant de sa volonté de faire progresser la mixité dans les équipes de travail et à tous les niveaux de l'entreprise. Au niveau Groupe un indicateur mesure la mixité dans les comités de direction. À fin 2018, cette mixité des CODIR atteint 26,3 % **[*]** pour une proportion de femmes dans les effectifs de 24,6 % Par ailleurs la part des femmes dans les 10 % de postes à plus forte responsabilité était de 26,3 % à fin 2017 à EDF (1).

Plusieurs sociétés du Groupe se sont engagées dans une démarche de labellisation européenne sur l'égalité professionnelle (EDF, EDF Energy, Fenice) et ont ainsi obtenu le *Gender Equality European & International Standard* (GEEIS). EDF et WIN France ont créé un prix « Fem'Energia » qui, depuis 2006, récompense et soutient les femmes actives dans le secteur du nucléaire. En 2018, le groupe EDF s'est engagé dans la campagne « EQUAL BY 30 » pour promouvoir la mixité dans le secteur de l'énergie.

Les sociétés du Groupe comme EDF, Enedis, ou Electricité de Strasbourg déploient depuis le 1er janvier 2018 un accord signé au niveau de leur branche professionnelle qui modernise le soutien aux salariés en charge de famille, parents ou aidants familiaux. Les soutiens proposés le sont dans un cadre contemporain, ouvert à l'ensemble des formats familiaux (parents isolés, parents d'enfants en situation de handicap, familles recomposées, etc.) dans un souci constant d'égal accès aux femmes et aux hommes et de non discrimination.

Plusieurs sociétés (EDF, EDF EN, Enedis, Électricité de Strasbourg) déploient leurs politiques dans le cadre d'accords triennaux pour l'égalité professionnelle entre les femmes et les hommes.

À titre d'exemple, dans le cadre de son accord égalité professionnelle entre les femmes et les hommes 2017-2020, EDF s'engage :

Principales ambitions	Objectifs associés
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.	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. Publications repères sur le harcèlement et sur les discriminations diffusées Guides repères sur le harcèlement moral et le harcèlement sexuel à l'attention des *managers* et des RH. 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.
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.	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. L'index égalité femmes hommes d'EDF en 2018 s'établit à 80/100.
Garantir un égal accès à la formation professionnelle et promotionnelle.	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.
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.	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.
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.	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. En 2018, à EDF, les femmes représentaient 30,6 % des effectifs, 29,8 % des cadres, et 25,3 % des membres de CODIR. Déploiement du télétravail et du droit à se déconnecter pour tous. (plus de 6 000 télétravailleurs à fin 2018). 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.

(1) Conformément à l'article L. 225-37-4 (6°) du Code de commerce, ce pourcentage est calculé sur les postes à plus forte responsabilité d'un échantillon composé de 6 232 personnes, représentant 10 % des effectifs de la Société (salariés statutaires) au 31 décembre 2017, qui inclut notamment les cadres dirigeants et les cadres supérieurs. Les chiffres à fin 2018 ne sont pas disponibles à la date du présent document.

[*] IND *Indicateur clé de performance extra-financière (cf. table de concordance DPEF en section 8.5.4)*

3.2.2.3 Promotion sociale interne/construire l'ascenseur social de demain

3.2.2.3.1 Les formations promotionnelles favorisent l'ascenseur social à tous les niveaux

L'Objectif de Responsabilité d'Entreprise n° 2 porte l'ambition de construire l'ascenseur social de demain.

Pour y contribuer, le Groupe mise sur le potentiel de ses salariés, quel que soit leur niveau, en investissant sur plusieurs dispositifs de formation ou d'accompagnement promotionnel.

À titre d'exemple cela est réaffirmé dans le cadre de l'accord collectif du 28 octobre 2016 relatif aux Compétences à EDF pour la période 2017-2019. Cet accord promeut différentes modalités de développement des compétences à l'initiative de l'employeur, mais aussi individuelle en mettant en œuvre une dynamique inédite d'abondement 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 etc.).

Des dispositifs promotionnels en co-initiative des Salariés et de l'Entreprise

EDF 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 collège, *via* l'obtention d'un diplôme.

Cette forme d'ascenseur social est un véritable marqueur du Groupe, qui a fait ses preuves :

- plus de 35 % des cadres actuels du groupe EDF en France sont en effet devenus cadres au cours de leur parcours professionnel ;
- près de 1300 salariés du Groupe ont intégré une formation promotionnelle diplômante ces huit dernières années, dont 125 entrées en 2018 ;
- 180 ont été diplômés la même année ;

En 2018, le nombre de publications des offres de formation promotionnelle d'EDF a dépassé de 30 % le cadrage fixé par l'accord Compétences. 105 publications prévues, 136 réalisées.

En complément à la formation promotionnelle, EDF a développé un dispositif d'accompagnement renforcé à destination des salariés du collège maîtrise promus cadres par décision managériale leur permettant d'obtenir un titre RNCP de niveau II qu'ils peuvent valoriser dans la suite de leur parcours. Ainsi, 80 salariés ont bénéficié de ce dispositif en 2018.

Des dispositifs de formation promotionnelle pour les salariés en reconversion

La mobilisation de la formation au service des enjeux de mobilité au périmètre du Groupe est restée très forte en 2018. 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.

Ainsi, 80 % des salariés en reconversion professionnelle vont, *via* une formation promotionnelle diplômante à Bac + 5, accéder au collège cadre. Le cursus promotionnel des futurs pilotes IT illustre parfaitement ces reconversions.

Les académies des métiers jouent un rôle essentiel dans ces dispositifs puisqu'elles sont chargées de définir les contenus des cursus d'accompagnement des redéploiements et des reconversions.

3.2.2.3.2 L'alternance : un historique solide et un engagement pour le futur

Le groupe EDF s'est engagé historiquement en faveur de l'alternance. C'est une voie d'excellence de la formation, de la professionnalisation et de l'insertion professionnelle des jeunes. (voir section 3.4.3 Un employeur attractif).

Les résultats de l'année 2018 s'inscrivent dans cette dynamique avec 6 958 alternants présents fin 2018 au sein du groupe EDF, dont 3 461 alternants à EDF et 1 775 à Enedis. Parmi les alternants ayant terminé leur contrat, 97 % ont obtenu leur diplôme et 92 % ont trouvé un travail ou une formation à l'issue de leur contrat.

Le Groupe a poursuivi en 2018 les actions engagées :

- une politique volontariste d'embauche d'alternants au sein des sociétés du Groupe ; ainsi, au périmètre d'EDF 31 % des embauches 2018 ont été pourvues par des alternants, résultat bien supérieur à l'engagement pris dans l'accord Compétences EDF 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'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)].

(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.

3.2.3 S'ENGAGER EN FAVEUR DES POPULATIONS FRAGILES



3.2.3.1 L'engagement d'EDF : 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 (ORE n° 3)

La précarité énergétique, les différentes problématiques d'accès non satisfaisant à l'énergie, constituent un phénomène complexe qui s'intensifie dans la plupart des pays développés, notamment en Europe, par le nombre de ménages concernés ou par la gravité des effets rencontrés.

En France, la précarité énergétique se maintient à un haut niveau : les analyses de l'Observatoire National de la Précarité Energétique, dont EDF est partenaire, affichent 6,7 millions de personnes se trouvant en situation de précarité énergétique et 7,2 millions de logements privés avec de très mauvaises performances thermiques (étiquette Énergie F ou G).

Au Royaume-Uni, au cours de dernières années, le pourcentage de ménages estimés en situation de précarité énergétique a diminué sous l'effet d'un changement de définition et d'indicateur. La problématique tend en réalité à s'accentuer en termes d'intensité. En raison du coût croissant de l'énergie dans le pays, l'écart de précarité énergétique [(1)] a tendance à se creuser. En novembre 2017, le gouvernement britannique a décidé, sur proposition du régulateur de l'énergie, d'instaurer à compter de 2019 un plafond de prix de l'énergie de 1 137 livres par an, qui permettra à 11 millions de clients d'économiser en moyenne 76 £ par an sur leurs factures de gaz et d'électricité. Ce plafond, révisable, s'applique aux clients bi-énergie soumis à des tarifs par défaut après que leurs offres à prix fixe aient pris fin.

Ces deux exemples montrent que les contextes nationaux, très différents aux plans réglementaire, économique, politique, et concurrentiel, ne permettent ni la quantification agrégée du nombre de ménages concernés, ni l'alignement des solutions

Dans ce contexte, EDF est engagé dans la lutte contre la précarité énergétique aux côtés des pouvoirs publics, des services sociaux des collectivités locales et des associations. 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. L'action menée par EDF comprend des programmes de recherche, de l'innovation ainsi que la mise en œuvre de solutions concrètes, consistant en un accompagnement renforcé des dispositifs publics et à des actions volontaristes de la part du Groupe.

L'indicateur retenu pour l'ORE n° 3 concerne le « nombre d'accompagnements énergie ». En France, il s'agit d'un dispositif déployé par téléphone par les 5 000 conseillers clientèle et près de 300 conseillers solidarité, s'adressant à tout client connaissant une difficulté et destiné à analyser la situation et proposer les solutions les plus adéquates. En 2018, il y a eu 1 302 590 accompagnements **[*]** énergie, en augmentation par rapport à 2017 [(2)].

3.2.3.2 La mise en œuvre de solutions opérationnelles

En France, La politique solidarité d'EDF s'appuie sur 3 piliers : prévention, accompagnement et aide au paiement. La meilleure identification des clients fragiles est par ailleurs une préoccupation constante.

3.2.3.2.1 Dispositifs publics fortement accompagnés par le groupe EDF

EDF met en œuvre les dispositifs publics prévus par la réglementation, en y ajoutant des dispositifs d'accompagnement des populations fragiles qui lui sont propres.

- En matière de prévention, EDF accompagne des rénovations thermiques des logements occupés par des clients particuliers très modestes, notamment en participant au programme Habiter Mieux. Ce programme mis en place depuis 2011 par l'État et piloté par l'Agence nationale de l'habitat (Anah) a permis d'engager la rénovation de 240 000 logements occupés par des propriétaires en situation de précarité énergétique. Le gouvernement a décidé en novembre 2018 d'augmenter de 50 % l'objectif, fixé dorénavant à 75 000 rénovations de logements par an.

  En 2018, EDF a renouvelé son partenariat avec la Fondation Abbé Pierre, notamment *via* le programme « Toits d'abord », jusqu'à fin 2020.

  EDF contribue aussi au Fonds de Garantie pour la Rénovation Energétique pour un montant maximum de 57 millions d'euros. Ce fonds, éligible aux CEE, permet aux ménages modestes d'obtenir plus facilement un prêt auprès des banques pour réaliser des travaux de rénovation énergétique et financer le reste à charge des travaux.

- En matière d'aide au paiement, EDF met en œuvre le déploiement du chèque énergie [(3)] auprès des populations fragiles. Après deux ans d'expérimentation, ce dispositif a été généralisé sur tout le territoire en janvier 2018 et 3,4 millions de chèques ont été envoyés en avril 2018.

- EDF accompagne très activement sa mise en œuvre avec des actions d'information et de formation, d'une part auprès des services sociaux, relais d'information du public ; d'autre part directement auprès de ses clients concernés. L'entreprise s'est notamment organisée pour informer ses clients de l'arrivée du chèque énergie et pour les relancer en cas de non réception.

Afin de familiariser les clients fragiles à l'usage digital du chèque énergie, EDF a renouvelé son partenariat avec Unis Cité (association spécialisée dans le Service Civique des jeunes) sur l'inclusion numérique (opérations pilotes sur les territoires de Saint-Nazaire et de Clermont Ferrand). L'ambition est de permettre au dispositif d'atteindre un fort taux de digitalisation Chèque + Attestation (31 % à fin octobre 2018) et d'améliorer le recours effectif de cette aide par les personnes qui peuvent en bénéficier.

EDF poursuit son implication active et durable aux côtés des collectivités territoriales et des services sociaux dans la mise en œuvre d'aides locales relatives à la prise en charge d'une partie des factures d'énergie des clients les plus fragiles. EDF, EDF SEI (Systèmes Energétiques Insulaires) et Electricité de Strasbourg participent à la régularisation des factures impayées en contribuant au Fonds de Solidarité pour le Logement (FSL), qui prend en charge une partie de la facture d'électricité des clients les plus démunis. En 2018, la contribution d'EDF est de plus de 22 millions d'euros.

Au Royaume-Uni, *l'Energy Carbon Obligation* (ECO) a remplacé le Warm front (WF), le *Carbon Emissions Reductions Target* (CERT) et le programme communautaire d'économie d'énergie (CESP). Cela signifie qu'ECO, mis en œuvre par EDF Energy, englobe à la fois des mesures de réduction des émissions de carbone et de lutte contre la précarité énergétique par l'amélioration de l'efficacité énergétique.

En Italie, Edison propose le « bonus social ». Ce dispositif public prend la forme d'une réduction sur la facture d'électricité, en fonction des niveaux de revenus, et vise à aider les familles les plus fragiles au niveau économique et, ou au niveau de leur santé.

En Belgique, EDF Luminus développe l'ensemble des dispositifs publics propres à la Flandres, la Wallonie et Bruxelles Capitale.

(1) L'écart de « pauvreté » est la mesure de la différence entre le coût d'une facture moyenne pour chauffer une maison à un niveau confortable et le coût de la facture d'un client qui est en situation de précarité énergétique.

(2) Cf. section 3.9.3.1 « Indicateurs Groupe de la politique Développement Durable et ORE ».

(3) Conformément à la loi TECV, les tarifs sociaux de l'énergie ont pris fin le 31 décembre 2017 et ont été remplacés par un nouveau dispositif, le chèque énergie.

[*] IND Indicateur clé de performance extra-financière (cf. table de concordance DPEF en section 8.5.4)

3.2.3.2.2 Dispositifs volontaires du groupe EDF

En France

EDF en France continentale

EDF développe l'accompagnement humain et digital pour maîtriser sa consommation d'énergie et faire des économies d'énergie.

Les solutions digitales mises à disposition des clients sont multiples, telles que :

- e.quilibre, EDF & MOI, Electriscore (*cf.* section 3.2.4.2.1 « Pilotage de la consommation ») ;
- le site Prime Énergie offre un accompagnement financier pour réaliser des travaux destinés à réaliser des économies d'énergie. Ce site propose des aides plus importantes pour les clients en situation de précarité énergétique. A travers ce dispositif, EDF s'est engagé dans l'opération « Coup de Pouce » soutenue par le ministère de la Transition écologique et solidaire, qui a pris fin le 31 mars 2018.

Les 5 000 conseillers EDF sont tous formés à l'Accompagnement Énergie, par lequel ils délivrent des conseils personnalisés sur les modes de paiement, les moyens de réaliser des économies d'énergie, les aides au paiement des factures. Ces conseillers sont mobilisés pour apporter des solutions souples et adaptées aux clients en difficulté

Une vague d'appels téléphoniques personnalisés a été effectuée durant la trêve hivernale 2017-2018 auprès des clients bénéficiant des tarifs sociaux ou du chèque énergie et en situation d'impayés, afin que les factures impayées ne s'accumulent pas pendant l'hiver, et pour éviter une coupure en sortie d'hiver. Par ailleurs, les équipes solidarité contactent des clients en difficultés de paiement de manière proactive pour les sensibiliser sur la maîtrise de la demande d'énergie, proposer des solutions d'accompagnement et orienter vers les Services Sociaux compétents lorsque c'est nécessaire. Parallèlement, EDF a renforcé les moyens d'alertes et de suivi (mailing, campagne SMS, appels téléphoniques) auprès des clients fragiles coupés ou dont la puissance a été réduite lors de l'entrée dans l'hiver, pour que chacun d'eux puisse bénéficier d'un rétablissement avant l'hiver.

En complément, près de 300 « experts dédiés solidarité » travaillent directement avec les travailleurs sociaux pour accompagner au mieux les clients les plus fragiles. EDF renouvelle tous les ans le partenariat noué en 2008 avec L'Union Nationale des Centres Communaux d'Action Sociale (UNCCAS), décliné au niveau départemental et communal. EDF, comme EDF SEI, déploient le PASS (Portail d'Accès Service Solidarité), qui fluidifie les échanges avec les travailleurs sociaux.

EDF a signé la charte « Team Pro Habiter Mieux » dont l'objectif est de renforcer la mobilisation des professionnels au service de la lutte contre la précarité énergétique et notamment sur l'identification et l'information des ménages précaires. Ce sont les travailleurs sociaux sollicités par les clients ou sur lesquels EDF renvoie les clients (lors de leur appel en Centres de Relation Clients, par les éventuels courriers de relance impayés) qui détectent les ménages.

EDF est partenaire d'associations caritatives comme le Secours Catholique, le Secours Populaire ou la Croix Rouge Française soutenues dans leurs actions de lutte contre la précarité énergétique. Au total, près de 450 partenariats sont actifs.

À l'échelle d'un territoire ou d'un quartier, EDF a développé des capacités de modélisation et de simulation pour caractériser les zones de précarité énergétique et proposer des solutions et recommandations pour réduire cette situation. Conformément à l'article 28 de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, EDF travaille sur une solution d'affichage des consommations en temps réel, mise à disposition des clients fragiles équipés d'un compteur communiquant.

EDF, EDF SEI (Systèmes énergétiques insulaires) ou ES (Electricité de Strasbourg) ont des actions de distributions de kits de Maîtrise de la demande en énergie (MDE) composés notamment de lampes LED.

EDF Systèmes Energétiques Insulaires

EDF SEI poursuit ses actions de financement de la Maîtrise de la demande en énergie vis-à-vis des bailleurs sociaux (LED, programmes d'isolation thermique, etc.).et développe de nouvelles offres en la matière.

EDF SEI développe des actions d'information et d'accompagnement telles que :

- le programme MAGE à la Réunion il vise à accompagner collectivement et individuellement, sur 2 ans, des foyers modestes du parc social public et privé, au moment d'un changement de contexte, afin de les aider à comprendre et à maîtriser leurs consommations d'eau et d'énergie. Le programme apporte aux intervenants qui les accompagnent une méthodologie et des outils pédagogiques et de mesures pour évaluer les économies de ces ménages en continu ;
- le programme SLIME à la Réunion : ces Services Locaux d'Intervention pour la Maîtrise de l'Énergie, sont des programmes de détection et d'accompagnement pilotés par les autorités locales à destination des ménages en situation de précarité énergétique. Ils sont coordonnés par le CLER, réseau pour la transition énergétique ;
- comme dans l'Hexagone, EDF SEI a relancé les ex-clients ayant bénéficié jusqu'en 2017 du Tarif Première Nécessité (TPN) afin d'identifier ceux qui bénéficiaient du chèque énergie et qui ne l'avaient pas encore utilisé ;
- le programme WATTY à l'école contribue à la sensibilisation sur les économies d'électricité : Il permet aux enfants d'acquérir de bons réflexes et d'inciter leurs familles à changer leurs habitudes. Chaque élève a vocation à devenir « ambassadeur » des éco-gestes appris durant le programme.

Electricité de Strasbourg (ES)

ES organise des rencontres avec les clients sur la compréhension de la facture et des conseils, et éco-gestes, pilotées par la Correspondante Solidarité et pouvant se dérouler dans des appartements pédagogiques ou dans des locaux d'associations caritatives, Centres Communaux d'Action Sociaux (CCAS), Union territoriale d'Action Médico-Sociale (UTAMS). L'équipe Solidarité d'ES est à l'écoute des travailleurs sociaux en facilitant le paiement des factures par le biais d'échéanciers ou de délais de paiement. Une démarche d'accompagnement personnalisé est mise en place et chaque client en difficulté bénéficie notamment du maintien de l'énergie à la puissance souscrite, le temps d'entreprendre les démarches nécessaires auprès des services sociaux. ES (Electricité de Strasbourg) a également mis en place une communication spécifique relative à l'utilisation du chèque énergie.

Sowee

Sowee (*cf.* section 3.2.4.2.1 « Sowee : la maison connectée »), filiale d'EDF, prend notamment en charge les chèques énergie, et permet un meilleur suivi du budget des clients, en prodiguant également de nombreux conseils de maîtrise de la demande d'énergie sur son site Internet.

Enedis

Enedis [(1)] développe des actions dans le cadre des Pimms labellisés Maison de Service Au Public (MSAP). Ils participent à l'information et à l'accompagnement des populations fragiles dans les domaines de la précarité énergétique et de l'accès aux droits : ateliers de sensibilisation aux éco-gestes, ateliers Linky ou formation numérique (ex : le Pimms Melun a créé l'école du numérique), accompagnement des clients en situation de « pré-coupure » afin de les orienter vers des solutions.

Au Royaume-Uni

EDF Energy développe et renforce ses partenariats, par exemple avec Plymouth Citizens Advice, qui existe depuis 10 ans, en ajoutant un canal de discussion en direct permettant aux clients de prendre contact de manière différente, ce qui peut aider les personnes ayant du mal à parler de leur situation. Le partenariat se poursuit également avec Income Max et le fonds EDF Energy Trust, afin de fournir un accompagnement et une information adaptés aux clients endettés. EDF Energy a également collaboré avec l'organisme de bienfaisance pour la santé mentale MIND, mais aussi lancé en 2018 un programme visant à sensibiliser le personnel qui serait en relation avec des clients fragiles souffrant de problèmes de santé mentale. Enfin la relation avec l'ONG Macmillan s'est développée et matérialisée avec le soutien concret apporté à des personnes atteintes de cancer, notamment des modifications tarifaires, des conseils en matière d'énergie ou des échéanciers de paiement.

En Belgique

EDF Luminus propose l'outil My Luminus qui permet aux clients d'avoir une idée de leurs habitudes de consommation et de voir où et comment ils peuvent s'améliorer pour consommer moins. Afin d'aider les clients qui pourraient être en difficulté, et éviter si possible les factures trop lourdes, EDF Luminus alerte les clients lorsque leur consommation est trop élevée par rapport à leur consommation habituelle. EDF Luminus propose des échéanciers de paiement. EDF Luminus participe à la plateforme sur la pauvreté énergétique lancée par la Fondation Roi Baudoin. La plateforme a joué un rôle actif auprès du législateur, elle se concentre maintenant sur les problématiques de défauts de paiement.

(1) Enedis est une filiale gérée en toute indépendance.

3.2.3.3 L'action en matière de veille et recherche

EDF R&D anime un programme « Précarité énergétique : comprendre-innover », chargé d'une part d'anticiper l'évolution de la précarité énergétique et des politiques publiques, et d'autre part de concevoir et de développer des innovations permettant à l'ensemble de l'écosystème de la solidarité de mieux lutter contre la précarité énergétique. Les études de contexte et les réflexions prospectives menées par les chercheurs permettent notamment à cette équipe pluridisciplinaire (sociologie, ingénierie, économie, informatique, design, ergonomie, statistiques) d'alimenter les trois volets d'actions (aide au paiement, accompagnement, prévention) de la politique solidarité d'EDF. En France, EDF participe aux travaux de l'Observatoire National de la Précarité Energétique.

3.2.3.4 L'innovation sociale

Au-delà de la veille et de la recherche, l'innovation, notamment sociale, peut prendre la forme de partenariats.

- EDF a ainsi renforcé en 2018 le partenariat avec ASHOKA France, l'un des pionniers et des acteurs majeurs de l'entrepreneuriat social. Le partenariat a pour objet principal d'appuyer l'innovation sociale d'EDF. En 2018 EDF a contribué à la structuration d'un réseau de 8 accélérateurs d'innovation sociale existants sur le territoire, dans le cadre d'un dispositif permettant le partage, l'enrichissement mutuel, et le lancement d'initiatives conjointes. EDF a été, dans ce cadre, partenaire d'un appel à solutions sur la thématique « Vulnérabilités ». Il s'adressait aux porteurs de projets développant des solutions innovantes et projets en réponse aux vulnérabilités sur les territoires. A l'issue de cet appel, EDF a décidé de soutenir l'accompagnement de deux projets :
  - « L'Echappée des copropriétés » qui sera incubé à Toulouse par l'association Première Brique et consiste à accompagner la rénovation de copropriétés fragiles ou dégradées, par la mobilisation et la participation des habitants ;
  - JIB, un système de maison connectée spécialement adapté au handicap moteur, et par extension aux plus âgés (depuis une application *smartphone* ultra-ergonomique, JIB fait dialoguer différents systèmes qui pilotent des usages variés).
- EDF a mis en œuvre en octobre 2018 le « Don d'énergie », une innovation sociale et digitale, en partenariat avec la Fondation Abbé Pierre, sur un périmètre limité de clients afin d'éprouver le dispositif. Les clients EDF disposant de l'application EDF & MOI, peuvent faire un don pour aider des ménages en difficulté à payer leur facture d'électricité, quel que soit leur fournisseur d'électricité. L'attribution de ces dons est confiée à la Fondation Abbé Pierre, déjà partenaire d'EDF, dans le cadre de ses missions d'accompagnement des ménages les plus fragiles. EDF abonde ce don défiscalisé ;
- EDF soutient l'Association nationale des compagnons bâtisseurs (ANCB), qui pilote sur le terrain des programmes pour l'amélioration de l'habitat *via* des chantiers d'auto-réhabilitation accompagnée à destination des publics exclus des solutions « classiques » de rénovation ;
- en lien avec différents partenaires (par exemple l'Atelier Solidaire à Toulouse, ou le Mur énergie à Hem), EDF R&D expérimente de nouveaux modes de contacts et de sensibilisation des populations fragiles.

3.2.4 S'ENGAGER POUR QUE CHAQUE CLIENT CONSOMME MIEUX



L'engagement d'EDF (ORE n° 4) vise à accompagner la transition énergétique de nos clients, par des offres adaptées aux différents marchés (résidentiel, affaires, villes et territoires) ; et plus largement celle de tous les consommateurs d'énergie par le développement de la mobilité électrique, ainsi que par la mise en œuvre de solutions de stockage et de réseaux intelligents.

3.2.4.1 Innover pour que chaque client puisse consommer mieux (ORE n° 4)

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, de maitriser leur facture énergétique, et de limiter leurs émissions de CO_2. L'électricité suscite le développement de nouvelles offres, toujours plus performantes, et le compteur communicant contribue à cette nouvelle posture, en permettant l'analyse plus fine des consommations. Ce mouvement est appelé à s'amplifier au gré des évolutions technologiques.

L'application e.quilibre, couplée avec le compteur Linky, permet aux clients d'EDF de bénéficier de conseils personnalisés.

L'indicateur retenu pour l'ORE n° 4 concerne les consultations des clients sur les plateformes digitales de suivi de consommation. Il s'élève en France à plus de 27 millions en 2018 (1) **[*]**.

3.2.4.2 Marché résidentiel : maîtriser la consommation énergétique

Aujourd'hui EDF fournit de l'énergie à plus de 30 millions de clients résidentiels, principalement en France, Royaume-Uni, Belgique et Italie, et développe des offres numériques innovantes à destination de ces clients. Deux leviers sont au cœur des engagements d'EDF : aider les particuliers à maîtriser leur consommation et les accompagner dans leurs projets d'économies d'énergie.

3.2.4.2.1 Maîtrise de la consommation

Les clients particuliers d'EDF peuvent accéder, *via* leur ordinateur ou leur *smartphone*, au suivi de leur consommation. La généralisation des compteurs intelligents marquera une étape supplémentaire dans la maîtrise de la consommation.

e.quilibre

En France (2), la solution e.quilibre permet notamment au client :

- de suivre sa consommation en kWh et en Euros mois par mois, y compris « au pas 30 minutes » pour les clients équipés Linky qui l'acceptent ;
- de comparer sa consommation estimée à celle de l'année précédente et à celle de foyers similaires au sien ;
- d'identifier les appareils électriques qui consomment le plus ;
- de découvrir des conseils personnalisés pour faire des économies d'énergie au quotidien ;
- pour les clients Linky de se fixer un objectif annuel de consommation, associé à des alertes par e-mail ou SMS en cas de dérives.

En complément, 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.

(1) Cf. section 3.9.3.1 « Indicateurs Groupe de la politique Développement Durable et ORE ».

(2) La solution e.quilibre a été déployée en 2018 dans les territoires insulaires.

[*] IND Indicateur clé de performance extra-financière (cf. table de concordance DPEF en section 8.5.4)

L'appli EDF & MOI

EDF met également à disposition de ses clients une application mobile gratuite. Elle permet, entre autres, de suivre ses consommations et d'effectuer un relevé de son compteur. L'application est disponible sur toutes les plateformes de téléchargement.

Edison World

Dans le même esprit, Edison en Italie a continué à développer sa plateforme « Edison World » pour la rendre plus simple d'accès pour les clients. Par exemple, *Energy Control Light* est le service disponible sur le site en ligne d'Edison qui aide les clients à mieux comprendre leurs consommations et les conseille sur la baisse des coûts associés, sur la base de données réelles.

Sowee : la maison connectée

La société Sowee commercialise auprès des particuliers, avec ses contrats d'énergie, une station connectée compatible avec les chaudières gaz et chauffages électriques individuels, permettant de mieux maitriser son budget énergie et son confort à domicile. Elle permet par exemple de mettre en place un planning de chauffe heure par heure (et pièce par pièce pour l'électricité), et aussi de rester en-deçà d'un budget fixé par le client. D'autres fonctionnalités sont possibles et pilotables à distance depuis l'application Sowee.

3.2.4.2.2 Accompagnement des clients

Le client qui souhaite investir dans des économies d'énergie trouve auprès d'EDF des outils et des conseils adaptés : diagnostic sur la performance énergétique de son logement, conseils sur les systèmes de chauffage (radiateurs intelligents, pompe à chaleur, eau chaude solaire), installation d'équipements performants (LED, régulateurs et programmateurs de chauffage).

Les outils en ligne

Via son site Internet, EDF en France propose plusieurs outils :

- Electriscore plateforme en ligne qui guide les internautes dans leur achat d'appareils électroménagers à haute performance énergétique ;
- la plateforme numérique « Prime Énergie » qui permet de réaliser les démarches pour obtenir une prime contribuant au financement des travaux envisagés ;
- plusieurs simulateurs permettant de mesurer par exemple l'étiquette énergie des logements et d'estimer le coût des travaux envisagés et les aides éventuelles pour aider à les financer ;
- dans la rubrique « Trouver un Pro », un accès aux Partenaires Solutions Habitat d'EDF, avec 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, les internautes ont partagé plus de 90 000 contributions. Une bonne partie de ces contributions ont visé à tester et à améliorer des objets connectés afin d'optimiser le confort des utilisateurs de demain. Ces objets ont été proposés avec l'aide de 12 *start-up* partenaires.

Le dispositif « Coup de Pouce Economies d'Énergie »

- Plus de 3 millions de ménages sont encore chauffés au fioul en France dont 1 million de ménages modestes qui sont souvent obligés de contraindre leur utilisation du chauffage.
- Les pompes à chaleur captent l'énergie renouvelable et gratuite présente dans l'air ou le sol et restituent au logement jusqu'à quatre fois plus d'énergie que celle consommée. Leur bilan carbone est avantageux, jusqu'à 90 % d'émissions de CO_2 en moins par rapport au fioul. Et grâce à leur grande efficacité énergétique, les pompes à chaleur permettent de réduire la facture de chauffage de 800 à 1 000 € par an par rapport à une chaudière au fioul.
- Parce que l'avenir est à l'électricité décarbonée dans les logements chauffés aux combustibles fossiles, EDF lance une prime « Coup de pouce » exceptionnelle pour aider les ménages français à remplacer leur chaudière au fioul par une pompe à chaleur.

Autoconsommation

EDF ENR [(1)] commercialise l'offre d'autoconsommation « Mon Soleil & Moi », fondée sur des algorithmes brevetés de la R&D, qui permet un doublement du taux d'autoconsommation de la maison et une amélioration du taux de couverture de sa facture énergétique.

Peer to peer trading

En 2018, la R&D au Royaume-Uni a lancé le « CommUNITY project » qui connectera virtuellement les résidents d'un immeuble avec la production photovoltaïque située sur le toit de l'immeuble par un dispositif et des applications fondées sur la blockchain. Ainsi les 60 résidents se verront allouer une part de l'énergie solaire produite et pourront décider de la consommer, de la céder ou de la vendre. Ceci permettra de tester la technologie permettant le développement de nouveaux modèles d'affaire, comme le trading « peer-to-peer ».

3.2.4.3 Marché d'affaires : accompagner la performance économique et environnementale

EDF

EDF offre des services sur mesure aux entreprises et aux professionnels qui souhaitent optimiser leurs flux énergétiques pour améliorer leur performance économique et réduire leur empreinte environnementale :

- les services proposés par EDF pour optimiser l'énergie incluent le diagnostic, le suivi des consommations, les investissements d'économie d'énergie, le calcul de leur rentabilité, etc. EDF s'engage avec des contrats spécifiques et des plans de productivité énergétique. EDF peut assurer l'optimisation de tous les flux – électricité, gaz, eau, vapeur – d'une entreprise et prendre en charge la gestion énergétique complète de sites industriels ;
- EDF garantit aux entreprises qui le souhaitent un approvisionnement d'électricité « verte », certifiée d'origine renouvelable. EDF peut aussi aider l'entreprise à choisir la solution la plus adaptée à sa propre production d'énergie (pompe à chaleur, panneau photovoltaïque, eau chaude solaire, petit éolien) et à la mettre en place ;
- avec le Trading CO, EDF propose aux entreprises d'acheter leurs quotas excédentaires et/ou de vendre des quotas CO_2 aux entreprises déficitaires.

Dans ce domaine, en France, EDF expérimente actuellement le service FeelPro adapté aux professionnels commerçants et leur propose des analyses de leurs consommations par équipement et leur évolution dans le temps.

Le Service Gamme Conso s'est élargi en 2018 à Expertise Conso, qui permet au client de bénéficier du suivi et du pilotage de sa consommation sur d'autres fluides (gaz, eau etc.) et d'autres équipements grâce à une instrumentalisation de son site.

Agregio

Grâce notamment à l'accompagnement des équipes d'EDF Pulse Croissance, le groupe EDF propose à ses clients les services d'Agregio. Cette filiale est au service des producteurs d'électricité renouvelable et des entreprises qui disposent de capacités d'effacement qu'ils peuvent, grâce à elle, valoriser au mieux sur les marchés de l'électricité :

- 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.

EDF Store & Forecast

Une autre filiale du Groupe, EDF Store & Forecast, développe et commercialise une solution logicielle d'optimisation énergétique des systèmes électriques locaux *via* la prévision et le stockage d'énergie. La société adapte son Système de Management de l'Énergie aux installations de ses clients pour un pilotage intelligent et autonome : gestion de la variabilité des énergies renouvelables, services au système électrique, optimisation économique de l'équilibre offre/demande, maximisation de l'autoconsommation et réduction de la facture énergétique.

(1) EDF Énergies Nouvelles Réparties.

Royaume-Uni

Au Royaume-Uni, EDF Energy a développé un outil appelé « Customer Profiling Tool » pour identifier les opportunités d'améliorer l'efficacité énergétique et la flexibilité des clients industriels, à travers l'analyse de leurs process et de leur courbe de charge. Avec l'appui de la R&D, EDF Energy a aussi développé la plateforme PowerSHift (outils de modélisation, algorithmes d'optimisation, stratégies de contrôle) qui permettra aux grands clients de piloter leurs installations en prenant en compte les variations des coûts de l'énergie.

Belgique

En Belgique, EDF Luminus a lancé en mai 2018 une appli dénommée « *Luminus Energy Management* » qui permet aux clients de gérer leur énergie de façon intelligente. Par exemple ils peuvent suivre l'évolution des prix *forward*, être informés des évolutions du marché en temps réel, fixer leur prix au moment qu'ils jugent pertinent ou réouvrir leur position pour bénéficier de baisses de prix, tout en étant guidés par EDF Luminus.

Dalkia

Dalkia a mis en place le DESC (Dalkia Energy Saving Center) : une plateforme interactive permettant de piloter la consommation énergétique des installations. Dalkia continue à travailler sur une application qui rassemble toutes les données énergétiques de chaque site. L'application comprend des algorithmes d'Intelligence Artificielle qui faciliteront l'identification des dérives de performance et le ciblage des sites à traiter en priorité.

3.2.4.4 Accompagnement de la transition énergétique des villes et territoires

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 en particulier 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.

En France, cet accompagnement se concrétise notamment par la participation d'EDF à plus de 1 000 projets, parmi lesquels des projets d'autoconsommation individuelle et collective, ou de pilotage énergétique local à l'échelle d'un bâtiment, d'un ilot ou d'un quartier. Exemples : projet Ydeal Confluence à Lyon (autoconsommation collective avec pilotage d'une batterie stationnaire), résidence Les Souffleurs/Logis Cévenols à Alès (autoconsommation collective avec pilotage de ballons d'eau chaude sanitaire).

Dalkia accompagne les collectivités, en prenant en compte les spécificités du territoire local, dans la définition d'une stratégie énergétique sur leur territoire en créant une boucle énergétique vertueuse en réduisant la consommation d'énergie primaire, produisant l'énergie mieux et localement, distribuant l'énergie efficacement, et en renforçant la coopération entre les acteurs.

EDF SEI a mené de nombreuses actions en 2018. Ainsi sur l'Ile de Sein la centrale de production d'eau potable par osmose a été interfacée avec l'Energy Management System de EDF SEI afin de coordonner son fonctionnement avec la production d'énergie renouvelable et ainsi contribuer à maximiser la part renouvelable dans le mix énergétique de l'ile. EDF SEI a également lancé le 1er schéma de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables de Guyane afin d'optimiser et de faciliter le développement de 136 MW de capacités de production renouvelables supplémentaires. Les concertations ont également été lancées en Martinique et Guadeloupe.

La R&D réalise en partenariat avec la Région Provence Alpes Cotes d'Azur une étude prospective sur la stratégie de décarbonation de l'énergie à la maille régionale en vue d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050, et développe un outil d'aide à la décision pour de nouveaux concepts énergétiques bas carbone et respectueux de l'environnement pour un futur quartier de 65 000 habitants à Moscou.

Enedis [(1)] a mis en place un dispositif de transmission de données permettant la réalisation d'opérations d'autoconsommation collective, ce qui a permis aux premiers projets locaux de cette nature de voir le jour. Enedis a par ailleurs poursuivi et amplifié la mise à disposition de données énergétiques, *via* une agence de données dédiée et ouverte à tous les distributeurs d'électricité et de gaz, pour accompagner les collectivités dans la connaissance/maîtrise de la consommation de leurs bâtiments ou programmes de rénovation énergétique.

Electricité de Strasbourg accompagne la transition des réseaux de chaleur urbains de la métropole de Strasbourg vers toujours plus d'interconnexion, d'évolutivité et d'innovation avec des réseaux dits communicants, afin de baisser les charges de chauffage et d'intégrer un futur mix d'énergies renouvelables, et développe également des mini-réseaux de chaleur sur production ENR destinés aux quartiers, immeubles et patrimoine communal (biomasse, géothermie, pompe à chaleur sur nappe, etc.).

Enfin, Citelum s'occupe notamment de contrôler la consommation d'énergie des réseaux d'éclairage public, et met en place les systèmes permettant de remédier très rapidement aux problèmes observés par les opérateurs ou signalés par les habitants. Des dispositifs de ce type ont par exemple été mis en place à Dijon, mais aussi en Italie, au Brésil, au Mexique ou au Chili.

L'action d'EDF dans le cadre du dispositif français des Certificats d'Economies d'Énergie (CEE) est décrite en section 1.4.2.2 « La Direction Commerce » et 1.5.6 « Réglementations applicables en matière d'environnement, de nucléaire, de santé, d'hygiène et de sécurité ».

3.2.4.5 Mobilité électrique

Au-delà de la meilleure maîtrise de la consommation d'énergie, la transition énergétique implique une évolution du comportement des consommateurs, notamment leur mobilité, source importante d'émission de CO_2.

3.2.4.5.1 Un nouvel élan

2018 constitue une année clé pour le positionnement du groupe EDF dans le marché de la mobilité électrique avec le lancement le 10 octobre 2018 du Plan Mobilité Électrique. A travers ce plan, le groupe EDF a pour ambition d'être l'énergéticien leader dans ce domaine dès 2022 sur ses quatre plus grands marchés européens : France, Royaume-Uni, Italie et Belgique.

La mobilité électrique va connaître une croissance soutenue au cours des prochaines années. Le secteur du transport est aujourd'hui le principal contributeur d'émissions de gaz à effet de serre en Europe ; dans ce contexte, l'électricité décarbonée est la solution d'avenir pour des transports propres.

3.2.4.5.2 Le Plan Mobilité Électrique

Avec le Plan Mobilité Électrique, EDF accélère son ambition avec des objectifs concrets reposant sur 3 piliers :

- être le 1er fournisseur en électricité pour véhicules électriques en 2022 : le groupe EDF entend fournir en électricité 600 000 véhicules électriques soit 30 % de part de marché sur ses quatre pays cible ;
- être le 1er exploitant de réseau de bornes électriques : le groupe EDF entend être le premier opérateur d'infrastructures de charge publiques et privées sur ses quatre pays cœur en Europe. Ainsi, au travers de sa filiale IZIVIA (ex-Sodetrel), le Groupe déploiera 75 000 bornes et donnera accès à 250 000 bornes en interopérabilité à ses clients en Europe d'ici 2022 ;
- être le leader européen du « *smart charging* » : le groupe EDF veut devenir le leader du smart charging en Europe, l'objectif étant d'exploiter 4 000 bornes « intelligentes » dès 2020.

3.2.4.5.3 Les nouveaux partenariats

Le Plan Mobilité Électrique s'appuie sur des nouveaux partenariats avec des acteurs innovants et des leaders sur leur marché :

- EDF et NUVVE : une *start-up* californienne basée à San Diego, spécialisée dans l'agrégation et la valorisation sur les marchés de l'énergie des flexibilités liées à la recharge des véhicules électriques ;
- EDF et Ubitricity : Ubitricity est spécialisée dans la solution innovante de recharge sur lampadaire en voirie, présente dans plusieurs pays en Europe et dans le monde ;
- EDF et Renault sont partenaires pour le développement d'offres communes et l'expérimentation de solutions de mobilité électrique dans les territoires insulaires et les métropoles ;
- EDF Energy et Nissan International sont partenaires au Royaume-Uni pour le développement d'offres communes de mobilité électrique, de smart charging, d'usage de seconde vie des batteries, de stockage et d'énergies renouvelables ;

(1) Enedis est une filiale gérée en toute indépendance.

- EDF et Toyota sont partenaires depuis 2007 pour la mobilité électrique en matière de R&D, et depuis 2017 dans le domaine de la performance industrielle décarbonée sur le site d'Onnaing à Valenciennes ;
- EDF et Valeo sont partenaires pour suivre l'évolution des futures technologies de batteries et des solutions de charge, ainsi que l'évolution des services de mobilité.

3.2.4.5.4 L'engagement sur la flotte d'EDF

En complément aux offres de Services de Mobilité Électriques proposés à ses clients et aux programmes de Recherche et Développement, EDF a lancé deux actions de développement du Véhicule Électrique au sein du Groupe :

- la signature de l'engagement EV 100, le 11 décembre 2017, auprès de l'ONG « The Climate Group ». Le groupe EDF est le premier groupe français à signer cet engagement qui vise à avoir un parc de véhicules légers 100 % électrique à l'horizon 2030. Sa flotte de véhicules légers, actuellement supérieure à 40 000 véhicules au niveau mondial (principalement en Europe), est déjà électrique à plus de 6 % (plus de 2 500 Véhicules Électriques). Ce Projet Groupe intègre à la fois les volets véhicules et infrastructures de recharges (plus de 1 500 sites à équiper à travers le monde d'ici 2030) ;

Indicateur EV100 - Groupe	Unité	2018
Taux de VE dans la flotte dans le parc de véhicules légers du groupe EDF	%	> 6,1

- la mise en place d'une Offre « Mobilité Électrique » aux Salariés du Groupe : une première offre sera proposée en 2019 aux salariés de France métropolitaine, qui auront accès au futur marché-cadre du Groupe auprès des fournisseurs retenus, ainsi qu'à des offres sur les services de recharge vertueuse (réseau de bornes, *smart-charging*) commercialisés par ses filiales, notamment par IZIVIA (ex-Sodetrel).

3.2.4.5.5 Les actions déjà lancées par les entités et filiales du groupe EDF

Des démarches liées à la mobilité électrique sont déjà menées par les entités du groupe EDF :

- en 2018, EDF Energy a lancé une solution complète, destinée à aider les entreprises dans la transition vers la mobilité électrique ;
- Edison a lancé l'offre PLUG & GO pour les clients domestiques, un service intégré comprenant sur une base locative, la fourniture et l'installation d'un boîtier mural pour la recharge domestique et un bonus de 180 €, équivalent à un an de recharge gratuite ; Edison a lancé l'offre SUN & GO, le service destiné aux PME qui intègre systèmes photovoltaïques, systèmes de stockage et recharge électrique. En outre, une nouvelle application de géolocalisation des stations de recharge publiques a été mise en place ;
- EDF a réalisé en 2018 une vingtaine d'études pour les collectivités locales qui souhaitaient déployer des points de recharge sur leurs territoires. Des études de flottes de véhicules ainsi que des études de préfiguration de lignes de bus électriques et de leur alimentation électrique sont également réalisées ;
- EDF SEI : l'année 2018 a permis la mise en place du label Advenir pour la mobilité vertueuse dans les iles en collaboration avec l'ADEME, la DGEC et l'AVERE. Ce label permet le financement de bornes qui respectent un cahier des charges précis : limitation et modulation de puissance des bornes sur la base d'un signal émis par EDF SEI. Ce signal, disponible sur le site open Data d'EDF SEI donne, sur la base du mix de production (coûts et émissions de CO_2) les périodes favorables et défavorables pour la recharge ;
- Enedis [1] : les offres d'accompagnement MOBE-P et MOBE-O ont été déployées au cours du 1er semestre 2018 en réponse aux attentes des collectivités. Enedis a développé une application permettant de simuler en temps réel l'impact du raccordement au réseau de distribution d'une ou plusieurs bornes de recharge de véhicules électriques. En complément, Enedis a signé un partenariat avec la Plateforme Automobile, au service du développement de la mobilité électrique en France, dont la déclinaison permettra de faciliter le raccordement des infrastructures de recharge et de diminuer l'impact des travaux de raccordement pour la collectivité.

(1) Enedis est une filiale gérée en toute indépendance.

(2) Cet article concerne la possibilité d'expérimentations de boucles locales d'énergie.

3.2.4.6 Solutions de stockage et réseaux intelligents

3.2.4.6.1 Le Plan Stockage d'EDF

Dans un paysage énergétique en mutation, EDF accélère dans le développement du stockage de l'électricité pour devenir le leader européen du secteur. Le stockage est un levier essentiel de la transition énergétique, aux côtés de l'efficacité énergétique et des énergies nucléaires et renouvelables. Pionnier dans le domaine, le Groupe est déjà présent sur les principaux champs d'application des technologies de stockage, notamment les batteries et les Stations de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP hydrauliques).

EDF a pour ambition de développer 10 GW de nouveaux moyens de stockage dans le monde d'ici à 2035 en plus des 5 GW déjà exploités par le Groupe. Cette accélération représente un investissement de 8 milliards d'euros sur la période 2018-2035.

Les ambitions d'EDF portent sur l'ensemble des marchés du stockage de l'électricité au service du bon fonctionnement de l'équilibre du système électrique, des clients particuliers et entreprises et des territoires. Le Groupe vise notamment à être le leader en France et en Europe sur le marché des clients particuliers avec sa gamme d'offres d'autoconsommation intégrant des batteries. Le continent africain est également un marché prioritaire pour le Groupe qui a l'objectif de développer un portefeuille d'1,2 million de clients « *off grid* » (sans accès à l'électricité) à l'horizon 2035 en s'appuyant sur des partenariats locaux.

Dans les prochains 12 mois le Groupe vise :

- la mise en service d'au moins trois projets de batteries pour la performance et l'équilibre de système électrique ;
- l'extension de l'offre d'accès à l'électricité avec des panneaux solaires et des batteries au Ghana, après le succès rencontré en Côte d'Ivoire.

Face au développement rapide des technologies de stockage, EDF renforce également sa capacité de Recherche et Développement en doublant l'investissement de recherche sur le stockage pour le système électrique pour atteindre 70 millions d'euros sur la période 2018-2020. En parallèle, EDF Pulse Croissance consacrera 15 millions d'euros sur la période 2017-2019, soit un tiers de ses investissements, aux projets et *start-up* liés au stockage électrique et à la flexibilité.

3.2.4.6.2 Les réseaux intelligents

La Transition énergétique et la révolution numérique transforment en profondeur la gestion du réseau de distribution d'électricité.

L'évolution des besoins en électricité conduit à privilégier le déploiement de nouveaux réseaux intelligents, les *smart grids*, plutôt que de remplacer massivement les systèmes électriques existants.

L'année 2018 d'Enedis a été marquée par l'élaboration d'une nouvelle feuille de route détaillant les chantiers prioritaires et les transformations nécessaires à venir pour contribuer à faire d'Enedis l'opérateur de référence du système de distribution d'électricité en France et en Europe.

De nouveaux projets ont été lancés sur l'ensemble du territoire afin de tester des solutions techniques innovantes :

- concernant le projet Nouvelles Solutions de Raccordement (NSR) qui répond à la délibération CRE du 12 juin 2014 sur le développement des réseaux électriques intelligents, Enedis continue d'étudier des solutions sous forme d'offres expérimentales pour raccorder des clients plus rapidement et à moindre coût. Quatre expérimentations sont en cours pour une durée de 3 ans ;
- l'Article 199 [2] de la Loi de la Transition Energétique pour la Croissance Verte a été mis en œuvre sous forme d'expérimentation, en région Nord Pas-de-Calais, de l'utilisation des flexibilités pour permettre de décaler dans le temps les investissements sur le poste source ;
- un nouveau projet en Champagne-Ardennes, « SMAC », a débuté cette année et a pour ambition l'incitation de la recharge des véhicules électriques en fonction des prévisions de la production éolienne et de l'état du réseau ;
- l'année 2018 marque la clôture et la capitalisation des projets, « SOLENN » à Lorient et Ploemeur, avec des résultats prometteurs sur l'écrêtement ciblé et « Smart Grid Vendée » sur l'optimisation énergique à l'échelle d'une collectivité territoriale ;

- concernant le chantier « Réseaux Électriques Intelligents » (REI) initié par le gouvernement, l'année 2018 a été marquée par le déploiement à grande échelle de trois projets lauréats pilotés par les collectivités territoriales : « SMILE » (Bretagne et Pays de la Loire - offres de raccordements intelligentes), « Flexgrid » (PACA – agrégation d'un portefeuille de plus de 60 projets d'actions en faveur des économies d'énergies et des réseaux électriques intelligents), « You & Grid » (Hauts-de-France - déploiement, d'ici 2020, d'un ensemble de services et de technologies matures en termes de réseaux électriques intelligents) ;
- à l'international, EDF [1] et Enedis ont conçu, construit et mis en service en un an, le démonstrateur MASERA [2], qui s'inscrit dans la plateforme de démonstration REIDS (Renewable Energy Intégration Demonstrator – Singapore). Le démonstrateur est composé de diverses solutions innovantes : panneaux photovoltaïques bifaces, système de stockage Lithium-Ion, batterie Zinc-Air, véhicule électrique, système de comptage des consommations et système de pilotage permettant l'optimisation de la production. Il permettra au groupe EDF de déployer une offre commerciale de *microgrids* abordables et performants pour les territoires isolés d'Asie du Sud-Est.

Le premier double *smart grid* thermique et électrique de France verra le jour début 2019 dans l'écoquartier Nanterre Cœur Université. C'est Dalkia Smart Building, filiale de Dalkia, qui conçoit et construit, avec un partenaire de grands projets urbains immobiliers. Ce réseau intelligent est capable de mutualiser cinq sources d'énergies renouvelables et de récupération (EnR & R). Il alimentera en chauffage, eau chaude et climatisation les logements, bureaux et commerces du quartier. Avec au moins 60 % d'EnR & R utilisées, ce smart grid permettra une autoconsommation de 100 % de la production électrique, qui s'ajustera en temps réel.

3.2.5 S'ENGAGER POUR LA CONCERTATION



Afin de répondre aux attentes des 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.

3.2.5.1 L'engagement d'EDF d'organiser partout dans le monde une démarche de dialogue et de concertation autour de nos projets (ORE n° 5)

L'engagement du Groupe est d'organiser autour de chaque nouveau projet, de façon systématique et partout dans le monde, une démarche de dialogue et de concertation, transparente et contradictoire.

Afin d'assurer un suivi de la concertation réalisée, le groupe EDF s'engage à recenser le nombre de projets concernés répondant aux 3 critères précités sur lesquels les modalités suivantes seront appliquées : identification des parties prenantes, lancement de la concertation le plus en amont possible, accès de façon transparente à des informations claires sur le projet aux parties prenantes ; recueil des avis des parties prenantes sur le projet et y répondre, mise en place un système de traitement des propositions et réclamations, assurance de la participation des « peuples autochtones » dans le processus de concertation.

Le groupe EDF a défini le cadre d'application. Sera concerné tout nouveau projet de plus de 50 millions d'euros, pour lequel une décision d'investissement est prise à partir du 1er janvier 2017 (donc ayant fait l'objet d'un examen en Comité d'engagement financier) et ayant un impact significatif sur les territoires ou l'environnement.

En 2018, les projets entrant dans le cadre des critères définis ont représenté 46 dossiers examinés en CECEG. 82 % **[*]** d'entre eux ont fait l'objet d'une concertation [3].

Le groupe EDF s'engage donc à mettre en œuvre les règles de dialogue des standards internationaux en matière de participation des parties prenantes notamment les standards de l'IFC [4] et à en assurer un *reporting* public.

Chaque année les résultats des Objectifs de Responsabilité d'Entreprise dont celui sur le dialogue et la concertation sont présentés au Comité de gouvernance et de Responsabilité d'Entreprise, présidé par un membre du Conseil d'administration et suivi par le Directeur de la Direction Innovation Responsabilité d'Entreprise Stratégie (DIRES), membre du Comex (voir section 3.1.3.1 « La gouvernance »).

3.2.5.2 Concerter avec les parties prenantes

Quels que soient les pays de la planète, la société civile a des attentes de plus de dialogue et de vigilance vis-à-vis de projets susceptibles de modifier son environnement. EDF a décidé d'accentuer les dialogues avec les acteurs des territoires et les concertations avec les parties prenantes.

Dialoguer et écouter dès l'amont d'un projet permet de mieux comprendre les enjeux du territoire afin que le projet s'insère positivement dans la vie du territoire. *In fine*, pour le groupe EDF, il s'agit de toujours progresser dans la manière d'opérer localement et 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.

À titre d'illustration, EDF Renouvelables a mené une démarche de co-construction avec les riverains pour le projet éolien de Wavignies dans l'Oise. La démarche "Construire ensemble le projet éolien de Wavignies" a été un grand succès, notamment à travers la création d'un Comité de liaison et d'un cycle d'ateliers publics où les propositions des riverains ont été intégrées au design du projet ; ainsi par exemple six éoliennes seront construites au lieu des cinq prévues initialement.

Dans le cadre de la préparation du chantier de remplacement des conduites forcées de Sabart en Ariège, EDF Hydro Sud-Ouest a mis en place une démarche de dialogue continu avec le territoire, avec un site Internet dédié et des évènements aux différentes étapes clés associant entreprises partenaires, élus locaux, associations locales, acteurs économiques et salariés.

Edison a conduit un travail avec les communautés locales de Valchiavenna (Italie du Nord) à proximité d'une usine hydroélectrique. Une route touristique de Tracciolino qui desservait uniquement le barrage et l'usine a été transférée à la communauté. Par ailleurs un programme éducatif pour développer l'esprit entrepreneurial a été créé avec l'objectif de valoriser leur territoire en utilisant les nouvelles technologies.

En Guyane, EDF PEI (Production Électrique Insulaire) a réalisé une concertation autour du projet Larivot (centrale hydride thermique et PV) de mai à juillet 2018 sur les communes de Matoury, Cayenne et Remire-Montjoly. Les trois réunions publiques organisées ont permis d'exposer les différents enjeux du projet et de recueillir l'avis du public sur le projet dans sa globalité. En parallèle, deux ateliers thématiques ont été organisés en présence des parties prenantes des deux enjeux clés du projet. Par ailleurs, sous l'égide de la Collectivité territoriale, et tout au long du projet, un Comité local de concertation de la centrale du Larivot permet de prolonger le dialogue entre les principales parties prenantes territoriales concernées [5].

Suite aux nombreuses questions concernant le déploiement des compteurs communicants, Enedis a engagé une concertation à la demande des collectivités locales et les différentes parties prenantes (bailleurs sociaux, etc.). La *task force* composée de 5 personnes, dédiée à cette concertation, a réalisé 374 interventions en 2 ans ½ sans compter tout ce qui est fait directement par les directions territoriales (interventions devant des équipes municipales, permanence en mairie, réunions publiques, etc.).

(1) EDF à la tête d'un consortium d'entreprises françaises des smart grids/smart cities.
(2) Microgrid for Affordable and Sustainable Electricity in Remote Areas.
(3) Cf. section 3.9.3.1 « Indicateurs Groupe de la politique Développement Durable et ORE ».
(4) International Finance Corporation - Banque Mondiale.
(5) Un site Internet centraledularivot.com a été mis en place pour l'occasion.
[*] IND Indicateur clé de performance extra-financière (cf. table de concordance DPEF en section 8.5.4)

En Inde ou au Mexique, Citelum a mis en place des réunions régulières avec les parties prenantes intéressées par les projets, associe les clients pour suivre leurs besoins et invite les sous-traitants aux principaux événements (semaine de la sécurité, inauguration du centre de formation). Cette entité publie des rapports hebdomadaires avec les intervenants, avec les sous-traitants et a développé un système de gestion de la clientèle avec des centres d'appels pour traiter leurs plaintes.

3.2.5.3 Professionnaliser la concertation avec des standards reconnus et en innovant

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.

3.2.5.3.1 S'appuyer sur les meilleurs standards nationaux ou internationaux pour conforter les projets

L'ensemble des projets s'appuie sur les standards de performance environnementale et sociale de l'International Finance Corporation (IFC) [1], qu'il s'agisse des projets portés par EDF Renouvelables en France, au Moyen-Orient, en Afrique et en Amérique du Sud, ou par la Direction Internationale. Le protocole élaboré par l'IHA (International Hydraulic Association) a par exemple été utilisé en métropole pour évaluer le projet Romanche-Gavet sur une vingtaine de critères et constitue désormais la grille d'évaluation des projets à l'international aux différentes étapes du développement.

À la demande des directions opérationnelles du Groupe, la R&D effectue des études comparées en matière d'acceptabilité des opérations et des projets, sur la base de standards socio-politiques. EDF Hydro dispose également d'une équipe sociétale dédiée, qui effectue des analyses et réalise des concertations en France et à l'international. Au Cameroun, un dialogue permanent est développé depuis 10 ans en vue de la construction du barrage de Nachtigal. Une équipe dédiée et localisée à Batchenga, informe régulièrement de l'avancement du projet toutes les parties prenantes (autorités locales administratives, municipales, traditionnelles, services déconcentrés de l'État, projets de développement, associations, coopératives, et plus largement les populations locales). À titre d'exemple, l'équipe projet a réalisé une campagne radio sur les ondes FM, diffusant des messages en français, et dans les autres langues pratiquées dans la zone : Eton, Ewondo Sanaga et Mvoute.

3.2.5.3.2 Développer des dialogues innovants

Une identification des parties prenantes des projets est systématiquement réalisée, permettant de déployer des partenariats variés et des méthodes innovantes de dialogue. À titre d'exemple en 2018 :

- EDF a noué un partenariat avec l'Ecole Nationale Supérieure des Paysages (ENSP), qui a récemment permis de réaliser un support de formation destiné à accompagner les chefs de projets [2] ou de déployer des ateliers pédagogiques régionaux à Brennilis quant à l'avenir du site ;
- le partenariat noué avec la Fédération Nationale de la Pêche en France (FNPF) facilite le financement et le pilotage d'actions en faveur des milieux aquatiques, où près de 50 conventions ont été signées avec les fédérations départementales de pêche, sur la base d'une convention-cadre ;
- à Flamanville, EDF a mis en place un Comité de suivi du dialogue social avec les 5 représentants des Unions Départementales Syndicales représentatives au plan national ; cela permet d'aborder tous les enjeux du Grand Chantier EPR et les questions liées à l'avancement du chantier, la sécurité et l'Emploi ou la démobilisation des salariés. Ce Comité est reconduit jusqu'à la fin du chantier ;
- les dispositions proposées par EDF en vue d'améliorer le niveau de sûreté de ses réacteurs nucléaires de 900 MW dans le cadre de leur 4e réexamen périodique font l'objet d'une concertation inédite : sous l'égide d'un Haut Comité pour la transparence et l'information nucléaire (HCTISN), il s'agit d'associer le public aux enjeux et objectifs de ce programme et de permettre d'éclairer les décisions ultérieures. Tous les principaux acteurs institutionnels de la sûreté des centrales nucléaires en France sont mobilisés : l'Association nationale des comités et commissions locales d'information (ANCCLI), l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) et l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN). Huit centrales nucléaires de production d'électricité sont concernées : Blayais, Bugey, Chinon, Cruas-Meysse, Dampierre-en-Burly, Gravelines, Saint-Laurent-des-eaux et Tricastin. Il s'agit là d'une première phase d'échange avec le public, en amont des enquêtes publiques qui se dérouleront réacteur par réacteur. Une plateforme numérique est dédiée [3] et des rencontres sont programmées par les Commissions locales d'information ;
- la Direction de la Production Nucléaire développe les Instances de Concertation et de Coordination (ICC), structures locales pérennes d'accompagnement du développement économique. À fin 2018, 13 des 19 ICC ont été mises en place, en lien avec leurs préfectures d'implantation. Le dispositif vise à développer les synergies entre les acteurs et à accroitre la création de valeur générée localement par la centrale, levier de réussite du programme Grand carénage (logistique, circulation, logement, sécurité, besoins en formation et en compétences) ;
- s'agissant de la fermeture anticipée de la centrale de Fessenheim, EDF participe aux réunions de concertation organisées sous l'égide de la préfecture du Bas-Rhin. Ces instances permettent notamment d'informer un large public de parties prenantes locales sur les étapes industrielles de la mise à l'arrêt des réacteurs 1 et 2, ainsi que sur le dispositif d'accompagnement envisagé par EDF auprès des salariés du site et des entreprises prestataires. Ce dialogue est réalisé en lien avec le Groupement des Industriels de la Maintenance de l'Est (GIMEST) ;
- EDF Hydro expérimente l'utilisation de plateformes numériques d'échange d'informations et de données multi-services destinés aux parties prenantes locales ; en 2018, des ateliers test ont été menés en phase amont sur la base de maquettes. Sur ses projets éoliens, et au-delà des réunions publiques habituelles, EDF Luminus a développé des plateformes de dialogue en Wallonie et en Flandres ;
- EDF Norte Fluminense au Brésil et EDF Renewables au Mexique ont mis au point de nouveaux outils de gestion des suggestions ou des réclamations des clients, des salariés et des fournisseurs.

3.2.5.4 Faire entendre sa voix et participer aux débats publics

La Commission Nationale du Débat Public a été saisie du projet de révision de la programmation pluriannuelle de l'énergie de métropole continentale. EDF a participé à quatre des neuf ateliers de controverse [4] EDF a publié un cahier d'acteur présentant la posture du Groupe et permettant d'afficher ses convictions, et a participé aux soixante-quatre débats avec des publics-cibles (consommateurs, artisans et commerçants, précaires énergétiques, chambres de commerce).

3.2.5.5 Écouter les salariés et parler d'énergie

De janvier à avril 2018, les 101 000 salariés d'EDF et de ses filiales en France ont été conviés à dialoguer autour de la vision stratégique de l'entreprise (« Parlons Énergies »).

Ces échanges ont permis d'identifier 20 défis clés pour l'entreprise et de faire remonter 200 propositions. Le 2 juillet 2018, l'examen de ces propositions par le Comex a été suivi par plus de 10 000 salariés autour de trois thématiques : mettre les clients et les usages au cœur de notre modèle économique, s'engager résolument dans des filières d'innovation, et transformer nos modes de fonctionnement. La mise en œuvre de « Parlons Énergies » se poursuit avec des salariés volontaires.

Cette initiative a reçu le trophée de la participation et de la concertation le 19 novembre 2018, organisé par la Gazette des communes et l'association Décider Ensemble sous l'égide du ministère de la Transition écologique et solidaire, de la Commission Nationale du Débat Public et du Commissariat Général au Développement Durable.

(1) Outre le respect des réglementations locales.

(2) « Le paysage de chantier et les chantiers de paysage ».

(3) concertation.suretenucleaire.fr

(4) Consommation d'électricité, nucléaire, énergie hydroélectrique, emploi et transition énergétique, auquel s'est ajouté un atelier énergie et opinions conduit par un représentant EDF.

3.2.6 S'ENGAGER EN FAVEUR DE LA BIODIVERSITÉ



En raison de l'implantation de la plupart de ses installations industrielles au sein de zones protégées ou dans leur proximité, le Groupe a fait de la biodiversité un enjeu majeur depuis plusieurs décennies. EDF est un propriétaire foncier et un gestionnaire de ressources naturelles de première importance. Mieux connaître ce patrimoine, réduire les impacts des activités, et enrichir la biodiversité locale sont des axes de performance pour ces sites industriels. L'importance de l'enjeu explique que le Groupe se soit engagé en faveur de la biodiversité dès les années soixante-dix, avec par exemple la création en France d'un laboratoire national sur les questions d'hydroécologie, et l'établissement dès 2006 d'une politique Biodiversité.

Les pressions des activités de l'entreprise sur la biodiversité concernent principalement [1] :

- l'eau et la biodiversité aquatique, en raison notamment :
  - des ouvrages de production hydraulique (centrales, 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 ;
- le compartiment aérien (oiseaux et chauve-souris) impacté par les réseaux aériens de distribution et les parcs éoliens.

Pour mieux apprécier les risques et les opportunités liés aux impacts et dépendances de l'activité de l'entreprise sur les écosystèmes, EDF a expérimenté la méthode de l'Ecosystem Services Review (ESR) [2].

Cette démarche d'amélioration continue a valu à plusieurs sociétés du Groupe une reconnaissance de leurs actions :

- au Mexique, Citelum a été reconnu par le COEBIO (Conseil qui distingue les entreprises responsables en matière de bioéthique) ;
- au Royaume-Uni, EDF Energy est l'une des 5 entreprises à avoir répondu au standard Wildlife Trusts'Biodiversity Benchmark sur de multiples sites ;
- en France, EDF a vu son engagement dans la stratégie nationale pour la biodiversité (SNB) reconnu par le ministère en charge de l'écologie pour la période 2014-2017. Construit avec les partenaires d'EDF, cet engagement s'est traduit par de grandes orientations et des actions concrètes mises en œuvre en faveur de la biodiversité avec pour ambition de contribuer à freiner l'érosion de la biodiversité et d'être solidaire des dynamiques territoriales. Un bilan final a été adressé au premier semestre 2018 au ministère en charge de la transition écologique et solidaire.

3.2.6.1 L'engagement d'EDF : lancer une approche positive de la biodiversité, ne pas se limiter à terme à la connaissance mais avoir un impact positif sur la biodiversité (ORE n° 6)

Cet engagement, 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.

Le Groupe entend développer une approche positive de la biodiversité, en s'attachant à améliorer ses pratiques et en évitant au maximum des dommages irréversibles sur la nature. En effet, 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.

En 2018, l'engagement du Groupe dans l'initiative act4nature précise les modalités de déploiement de cet ORE, qui se décompose désormais en 5 grands objectifs : mobiliser les entités du Groupe, connaître les enjeux biodiversité et mettre en œuvre des actions concrètes, innover pour la biodiversité, s'engager dans un processus participatif et ouvert, contribuer aux politiques publiques.

3.2.6.2 Mobiliser toutes les entités du Groupe

L'engagement d'EDF en faveur de la biodiversité mobilise l'ensemble de l'entreprise, de ses métiers, de ses salariés, de ses activités et de ses projets. Cela se fait par des formations ciblées et un renforcement de l'approche ERC (éviter, réduire, compenser) dans tous les projets.

L'ORE et l'engagement act4nature sont déclinés au sein de chaque société du Groupe de manière adaptée à l'exercice de chacun, en conformité avec les réglementations locales. Certaines sociétés ont une politique biodiversité spécifique, tel EDF Energy qui a doté chaque site nucléaire d'un plan d'actions biodiversité propre et dont les résultats sont détaillés dans les rapports annuels des sites. De son côté, Enedis s'est engagé publiquement dans act4nature. Pour EDF, sa contribution est précisée dans une feuille de route déclinée par chacun de ses métiers.

3.2.6.2.1 Formation et sensibilisation

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. Chaque société pilote ses formations et sensibilisations internes en faveur de la biodiversité. Ces formations sont souvent réalisées avec le concours de partenaires associatifs naturalistes.

- en France, huit guides métiers ont été élaborés, rédigés au plus près des enjeux biodiversité propres à chaque activité opérationnelle. Des formations sont organisées aussi bien au niveau national que dans les entités. En 2018, 96 salariés ont bénéficié des formations nationales ;
- au Royaume-Uni, en septembre 2018, EDF Energy a réuni près de 1 900 salariés et riverains sur le site d'Heysham sur un événement en lien avec la biodiversité.

(1) Indicateur GRI : G4 EN12 – Disclosure 304-2.
(2) Méthode développée par le World Resource Institute (WRI) et le World Business Council for Sustainable Development (WBCSD).

3.2.6.2.2 Eviter, Réduire, Compenser [1]

L'ORE vise à avoir une approche positive de la biodiversité. EDF Energy s'est ainsi donné pour objectif d'atteindre un impact positif net avant 2030. Le Groupe applique les principes de la *mitigation hierarchy* [2] ou la réglementation *ad hoc* du pays d'implantation qui est parfois plus exigeante (notamment en Europe) : ainsi, en France, les sociétés du Groupe appliquent la doctrine ERC (Éviter, Réduire, Compenser). Les pratiques de l'entreprise en la matière ont été confrontées aux recommandations internationales promues par le BBOP [3].

Les enjeux environnementaux, dont la biodiversité, sont intégrés tout au long du parcours d'ingénierie et de l'exploitation, dès l'émergence et la conception des projets afin de privilégier l'évitement et la réduction. Dans le cadre des projets neufs, EDF cherche à réduire l'emprise au minimum et dans le cas de déconstruction et démantèlement à reconquérir le milieu naturel. Des démarches 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 (tels, en France : Ifremer, IRSN, Irstea, AFB/Onema). Les résultats sont publiés et accessibles. Par ailleurs, EDF évalue les risques dans les dossiers d'investissement.

Eviter, réduire

- Au Royaume-Uni, dans le cadre du projet de démonstrateur d'un parc éolien en mer à Blyth, EDF Renewables UK réduit ses impacts par la technique GBF (gravity based foundation). Cette technique évite de creuser des fondations dans le plancher océanique. Ceci se fait en partenariat avec l'université de Newcastle qui surveille la présence de mammifères marins autour du site ;
- au Cameroun, sur le projet Nachtigal, une première étude E & S a été réalisée en 2006, puis 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 en faveur de la biodiversité. Des plans spécifiques sur les mesures compensatoires (poissons) et d'accompagnement (espèces de flore aquatique endémiques) ont été réalisés en 2017. Des études complémentaires (dont une thèse) ont pour but de mieux connaître certaines espèces de poissons et de flore aquatique endémiques et de proposer des mesures de réduction voire de compensation du projet ;
- en France, dans les zones exploitées par Enedis [4], les nouvelles lignes HTA sont réalisées à 98 % en souterrain et à 100 % en technique souterraine ou discrète pour la BT. Au global 45 % de la totalité des réseaux HTA et BT sont en souterrain.

Compenser

- Au Laos, NTPC mène des discussions avec le gouvernement laotien sur la transformation de la zone protégée Nakai Nam Theun (Wildlife National Protected Area - WNPA) en un parc national reconnaissant ainsi la qualité de la protection de la biodiversité dans la zone protégée créée en compensation de la création du réservoir en amont du barrage ;
- en France, dans le massif de Belledonne en Isère, l'entreprise a expérimenté la compensation par l'offre 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 de la Transition ecologique et solidaire 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 Alpages 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. En 2018, le site n'a pas fait de demande d'agrément auprès du ministère pour proposer des unités de compensation par l'offre. Cependant les actions en faveur de la biodiversité se poursuivent avec les partenaires locaux ;
- la R&D d'EDF mène aussi des recherches sur l'évaluation de l'équivalence écologique. EDF a donc récemment financé 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 au moyen d'indicateurs, les pertes liées aux impacts et de comparer les pertes résultant d'un aménagement et les gains issus de mesures compensatoires. La thèse a été soutenue en décembre 2017.

3.2.6.3 Connaître les enjeux biodiversité et agir de manière concrète

Bien connaître les enjeux liés au foncier de l'entreprise exige d'avoir tout à la fois une connaissance fine de sa sensibilité écologique site par site - c'est-dire d'apprécier la qualité de leur biodiversité et de celle des territoires où ils se situent - et de connaître les superficies concernées, entité par entité. C'est ainsi que pourra être évalué la responsabilité vis-à-vis de la biodiversité de chacune des sociétés du Groupe.

3.2.6.3.1 Connaître la qualité écologique du foncier

La grande majorité des sites de production d'EDF se situe à proximité 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. Ils réunissent ainsi plusieurs facteurs propices à la biodiversité. La gestion écologique mise en œuvre sur ces sites vise à favoriser cette dernière.

Afin d'acquérir une connaissance fine de la qualité des écosystèmes présents, EDF mène une évaluation des enjeux biodiversité sur ses sites industriels et leur environnement proche. Mandaté par l'entreprise, l'UNEP – WCMC (World Conservation Monitoring Center) a débuté en juin 2017 une vaste étude pour évaluer la sensibilité écologique des lieux où sont implantés les sites industriels du Groupe [5], ce qui représente environ 1 000 sites.

Certains sites du Groupe présentent des enjeux plus forts en termes de biodiversité, soit en raison de la proximité d'une aire protégée, soit du fait des espèces qu'ils hébergent.

(1) Indicateur GRI : G4 - EU 13.

(2) 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.

(3) Le Business and Biodiversity Programme est une initiative qui a duré de 2004 à 2018. Elle promeut des bonnes pratiques standardisées via l'animation d'un réseau et la publication de différents documents.

(4) Enedis est une filiale gérée en toute indépendance.

(5) Analyse réalisée en septembre 2018 par le WCMC sur le périmètre EDF, EDF Renouvelables, EDF Energy, Edison, EDF China et la Direction internationale (EDF Luminus, MECO, Nachtigal, EDF Norte Fluminense, NTPC, SLOE, SINOP).

Les sites situés dans ou à proximité (à moins de 5 km) d'une aire protégée ou riche en biodiversité

NOMBRE DE SITES SITUÉS DANS OU À PROXIMITÉ D'UNE AIRE PROTÉGÉE (1)

	Aires protégées en vertu de conventions internationales			Aires protégées au niveau national (Catégories UICN)						
	Sites Ramsar (a)	Sites MAB (b)	Sites du Patrimoine Mondial (c)	Catégorie Ia	Catégorie Ib	Catégorie II	Catégorie III	Catégorie IV	Catégorie V	Catégorie VI
Allemagne									1	
Belgique	1							41	8	19
Espagne	1			1	1			1		
Etats-Unis							1	4	14	
France	20	1	2	10		34	7	266	113	
Grèce				1				1		
Guadeloupe*	1	2				2		7	1	
Guyane*	1							3		
Inde								1		
Israël								7		
Italie	6		2	2		10	7	61	22	
Laos										1
Martinique*				1				3		
Pays-Bas	1							1		
Réunion*			15	7		15		13	9	
Royaume-Uni	13						3	46	10	
St Pierre et Miquelon*								1		
Vietnam		1								
TOTAL GÉNÉRAL	**44**	**4**	**19**	**22**	**1**	**61**	**18**	**456**	**178**	**20**

* *Outre-mer*
(a) La convention de Ramsar, signée en 1971, vise à protéger les zones humides d'importance internationale.
(b) Programme MAB (Man and Biosphere) de l'UNESCO, créé en 1970.
(c) Liste de sites présentant un intérêt exceptionnel pour l'héritage commun de l'humanité (actualisée chaque année par l'UNESCO).

Les sites hébergeant des espèces menacées d'extinction

NOMBRE D'ESPÈCES MENACÉES SITUÉES SUR DES COMMUNES D'IMPLANTATION EDF (2)

	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

Plus la sensibilité écologique des sites est élevée et plus la superficie du foncier est importante, plus la responsabilité de l'entreprise est grande. Grâce à l'évaluation de la valeur écologique de son foncier, l'entreprise peut intégrer la biodiversité comme un des critères de décision dans ses choix industriels.

Le sujet du foncier concerne plus particulièrement dans le groupe EDF (41 000 ha en métropole), Edison (5 560 ha) et EDF Energy (1 617 ha).

- En France, EDF a évalué la qualité écologique d'environ 68 % du foncier dont l'entreprise est responsable. EDF 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 22 325 hectares de foncier pour l'hydraulique (soit 64 % du foncier à analyser). EDF a volontairement transmis à l'INPN (3) des données d'inventaire réalisées entre 2013 et 2017 sur 20 000 ha, soit environ 50 000 données d'occurrence.
- Au Royaume-Uni, EDF Energy a réalisé des inventaires sur la totalité de son foncier.

(1) GRI G4 EN 11 — Disclosure 304-1 ; les zones protégées retenues sont soit nationales soit sous conventions/accords internationaux
(2) GRI G4-EN14 – Disclosure 304-4 ; il s'agit pour EN 14 du périmètre EDF.
(3) Inventaire National du Patrimoine Naturel (INPN).

Au niveau du Groupe, le taux de connaissance écologique du foncier est de 69 % **[*]** à fin 2018 (68 % à fin 2017). Il s'agit d'un indicateur réalisé sur la base d'inventaires de terrain ; en 2018, le périmètre de cet indicateur s'étend à EDF (métropole) et EDF Energy, et sera étendu progressivement à l'ensemble des entités du Groupe [(1)].

3.2.6.3.2 Elaborer et mettre en œuvre des actions en fonction des enjeux dans le cadre d'une approche positive de la biodiversité

EDF développe et met en œuvre des plans de gestion de la biodiversité sur les sites qui s'y prêtent suivant leur vocation industrielle. Ses plans consistent en particulier à réduire l'utilisation des produits phytosanitaires ; développer des techniques alternatives à leur utilisation ; progresser dans la connaissance et la gestion des espèces exotiques envahissantes ; intégrer les enjeux de la continuité écologique au titre des diverses trames (vertes, bleues, noires etc.) ; mettre en œuvre des actions en faveur de la ressource en eau et de la préservation des milieux.

S'agissant des plans de gestion de la biodiversité

En France, une partie du foncier est gérée en partenariat avec des associations environnementales locales pour préserver les milieux et valoriser ce patrimoine naturel. Dans ce cadre, des préconisations de gestion permettent d'avoir recourt à des pratiques agro-environnementales comme des fauches tardives ou de l'éco-pâturage, deux exemples de mesures déployées sur les sites dans le cadre d'une gestion positive de la biodiversité.

S'agissant des produits phytosanitaires

En France, Enedis a pour objectif d'atteindre le « zéro phyto » en 2020 pour l'entretien des espaces verts attenants aux sites tertiaires et à compter de 2024 pour les sites industriels (postes-sources) et met également en place des aménagements pour favoriser la biodiversité. EDF a pour objectif de passer à « zéro phytos » ses principaux sites tertiaires (voir § 3.3.2.4.2 « Optimisation de l'utilisation des sols »). Framatome effectue en 2018 un état des lieux des quantités de produits phytosanitaires utilisés [(2)].

S'agissant des espèces exotiques envahissantes

Au Royaume-Uni

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.

En France

- La détection des espèces exotiques envahissantes est réalisée de manière systématique dans les diagnostics et pré-diagnostics écologiques du foncier d'EDF. Ce qui permet d'avoir une vision globale de la problématique pour EDF, d'intégrer cet enjeu dans les projets, et de porter des actions de gestion avec les partenaires au niveau local (collectivités, contrats de rivières, etc.). Ainsi, sur chaque site nucléaire et thermique un état des lieux des espèces exotiques envahissantes a été réalisé, avec préconisations de gestion associées ;
- EDF est partenaire du projet FUI PARIS qui vise à développer un nouveau procédé pour traiter les sols contenant des espèces exotiques envahissantes (le contrat de consortium 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 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. En 2018, EDF a réalisé une vidéo de promotion de la démarche « végétal local » disponible sur Internet.

S'agissant de la trame bleue

En France

- Pour les activités hydroélectriques : 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, entre 2013 et 2018, 41 ouvrages de franchissement piscicole ou arasements ont été mis en œuvre sur des sites à enjeux (classement « liste 2 » [(3)], Rhin, etc.). 210 ouvrages de franchissement piscicole (montaison/dévalaison) sont désormais fonctionnels à EDF hydro. 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 décennale du réservoir de Mont-Cenis, toujours en cours en 2018. Une opération de valorisation pour améliorer des sols agricoles a démarré en 2018 ;
- sur le site emblématique de Poutès, après un processus de concertation renouvelé, l'avenant à la concession a été signé en 2018 par le Préfet de Haute Loire et EDF Hydro. Le dossier d'exécution des travaux est en cours d'instruction pour un début de vidange de la retenue le 1er mai 2019. Le projet optimisé permet ainsi une production équivalente au projet initial tout en minimisant l'investissement et en présentant un gain écologique important.

En Belgique

EDF Luminus a initié un programme ambitieux visant à mesurer et 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 prévoit en parallèle l'installation d'un nouveau type de turbine à très faible impact pour les poissons migrateurs, avec un test sur le site de Monsin dont la rénovation débutera en 2019.

S'agissant de la trame verte

En France

- Les sites de production hydraulique de Kembs et de Romanche-Gavet ont fait l'objet d'importantes opérations de restauration écologique qui ont contribué à la reconstitution et au renforcement des continuités écologiques terrestres, en cohérence avec les habitats naturels proches (ex : Petite Camargue alsacienne) ;
- afin d'appréhender l'insertion des sites dans les trames vertes aux échelles locales et régionales, les métiers ont analysé les SRCE (Schémas Régionaux de Cohérence Écologique) et en particulier les atlas cartographiques, qui identifient notamment les éléments de Trame Verte et Bleue retenus et leurs objectifs associés. Ce travail permet d'identifier les contraintes potentielles des choix de gestion et d'aménagement mais aussi les opportunités potentielles notamment dans le cadre d'opérations de restauration et de compensation ;
- la R&D d'EDF, qui s'intéresse au sujet depuis plusieurs années, a testé différents outils de modélisation numérique des continuités écologiques sur site. Les résultats ont été partagés avec le Muséum national d'Histoire naturelle (MNHN). Une étude est actuellement en cours sur la région Ile-de-France afin de développer une approche territoriale caractérisant notamment l'insertion des sites au regard des trames vertes ;
- depuis 2016-2017, les forêts du foncier de l'hydraulique 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.

S'agissant de la trame noire

Sur l'île de la Réunion, EDF, en partenariat avec la SEOR et le parc National, poursuit l'expérience nuit sans lumière (25 nuits) pendant la période de reproduction des Pétrels (modification des spectres et direction des éclairages de la centrale de Port Est et des bâtiments publics des communes voisines, coupures programmées la nuit, etc.).

(1) Cf. section 3.9.3.1 « Indicateurs Groupe de la politique Développement Durable et ORE ».

(2) Sur le recours aux produits phytosanitaires, voir aussi section 3.3.2.4.2 « Optimisation de l'utilisation des sols ».

(3) 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.

[*] IND Indicateur clé de performance extra-financière (cf. table de concordance DPEF en section 8.5.4)

S'agissant de la préservation et de la restauration des milieux [1]

L'entreprise est aujourd'hui gestionnaire d'espaces naturels, en partenariat avec des associations locales. 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 pluriannuels de suivis et d'actions en faveur de la biodiversité et en lien avec des objectifs adaptés aux enjeux des sites.

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.
- 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 Belgique

EDF Luminus publie chaque année la liste des sites sur lesquels des mesures de protection de la biodiversité sont en place (mesures volontaires et mesures obligatoires).

3.2.6.4 Innover pour la biodiversité

Dans un monde de plus en plus décentralisé et interconnecté, EDF adapte ses modalités d'action pour réussir son engagement en faveur de la biodiversité. Le Groupe s'appuie sur un mode de fonctionnement transverse aux métiers agile et apprenant, qui mobilise l'intelligence collective *via* des groupes de travail dédiés.

Par ailleurs, depuis plus de 30 ans, EDF s'est doté d'une R&D dédiée travaillant sur l'environnement, en partenariat avec des organismes externes. Le Groupe explore des approches innovantes encore émergentes et expérimentales. La biodiversité constitue l'un des thèmes principaux et l'un des plus gros budgets de R&D. Ainsi environ 21 millions d'euros seront alloués pour les quatre prochaines années aux travaux de recherche pour :

- améliorer la connaissance scientifique et apporter des outils scientifiques et technologiques innovants pour mieux évaluer les impacts des installations d'EDF sur la biodiversité terrestre et aquatique ;
- améliorer les pratiques de compensation écologique et la prise en compte des interactions entre services écosystémiques et activités de l'entreprise ;
- proposer des solutions pour maitriser et diminuer les impacts sur les écosystèmes par exemple en identifiant des solutions pour la restauration et le rétablissement de la continuité écologique (sédimentaire et piscicole) des cours d'eau.

Ce programme de recherche mobilise 25 chercheurs et techniciens et de nombreux partenaires. Leurs travaux permettent une amélioration continue des pratiques de l'entreprise pour la biodiversité et contribuent à la connaissance scientifique notamment par la publication de thèses et d'articles dans des revues de portée internationale.

EDF travaille sur la bio-inspiration et propose en interne des solutions bio-inspirées. Un séminaire organisé en 2018 avec le CEEBIOS a présenté l'état des lieux des solutions bio-inspirées déjà proposées en interne et le champ des possibles aux chercheurs et ingénieurs.

3.2.6.5 S'engager dans un processus participatif et ouvert

Le groupe EDF cherche à comprendre et à répondre aux attentes de ses parties prenantes et s'implique dans les instances locales de gouvernance de la biodiversité. Par exemple, en France, il s'agit de Comités de bassin, Comités de rivière, Comités régionaux de biodiversité. EDF a développé dans la durée une politique de coopération avec des partenaires associatifs, scientifiques et institutionnels, ayant un fort ancrage territorial et une expertise biodiversité :

- EDF participe aux réflexions et entretient des relations nourries avec des think tank comme OREE, EPE, le CILB ou le Business & Biodiversity Offsets Programme (BBOP). EDF participe au groupe de travail B4B + de la CDC Biodiversité sur la définition du global biodiversity score ;
- 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 à Dungeness ;
- 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 cent 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 (Irstea) 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 (1 convention cadre et près de 50 conventions locales avec les fédérations départementales). En 2018, une nouvelle convention nationale avec la Société d'Etude et de protection des mammifères (SFEPM) [2]. Ces partenaires sont régulièrement réunis en séminaire de manière à entretenir une dynamique collective en faveur de la démarche biodiversité d'EDF. En 2018, les partenaires ont participé à la rédaction de la feuille de route biodiversité d'EDF lors d'un séminaire de 2 jours réunissant une cinquantaine de personnes.

(1) GRI G4 EN 13 – Disclosure 304-4.

(2) Cf. section 3.1.3.3.3 « Un apport d'expertises via des partenariats DD ».

3.2.6.6 Contribuer à la mise en œuvre des politiques publiques

Le Groupe accompagne également le déploiement de politiques publiques nationales ou locales en faveur de la biodiversité.

En matière d'actions en faveur d'espaces protégés ou d'espèces menacées [1]

En Europe

Plusieurs sites EDF contribuent aux objectifs de préservation de zones Natura 2000 et contribuent à mettre en œuvre des contrats Natura 2000. Le Groupe participe à des programmes Life +, notamment EDF pour le Desman des Pyrénées (2014-2019), EDF Luminus sur les poissons migrateurs, ou Enedis [2] avec le Life Gypconnect.

En France

- 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 tels que le plan Loutre d'Europe en région Centre, l'Angélique des estuaires, ou celui sur les odonates, qui fait par ailleurs l'objet d'une thèse soutenue en 2018 ;
- sur l'île de la Réunion, EDF mène, en partenariat avec la SEOR, des actions de protection et préservation des « Papangues » (espèce endémique en voie de disparation) : acquisition de données sur les couloirs de vols de ces oiseaux avec la pose d'émetteurs/récepteurs. EDF s'implique dans le financement du projet et dans la pose de matériels sur nos réseaux (récepteurs) ;
- 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 de sensibilisation du grand public

En France, EDF participe à la fête de la nature. L'entreprise est le partenaire principal de cette manifestation nationale médiatisée. Pour la dernière édition de 2018, 31 sites d'EDF participaient, organisant 80 manifestations, attirant 4 800 visiteurs. À l'occasion de cette fête, EDF a publié, en 20 000 exemplaires, un journal dédié aux questions de biodiversité.

Le Groupe met en œuvre d'autres leviers d'actions volontaires, dans le cadre des politiques de mécénats tels :

- au Brésil, EDF Norte Fluminense poursuit son action avec l'association Mico Leao Dourado pour préserver une forêt pluviale atlantique : reforestation de la forêt du bassin versant, habitat du Leontopithecus rosali. Depuis le démarrage du projet, près de 10 hectares de forêts et systèmes agroforestiers ont été reboisés avec le support direct d'EDF Norte Fluminense ;
- en France, EDF soutient la « liste rouge » des espèces menacées en France élaborée par l'UICN France et le Muséum national d'histoire naturelle.

(1) Ces actions sont réalisées sur des espèces identifiées en fonction de leur statut et de leur dépendance ou proximité à nos ouvrages.
(2) Enedis est une filiale gérée en toute indépendance.

3.3 AUTRES THÉMATIQUES DE LA POLITIQUE DÉVELOPPEMENT DURABLE

La politique Développement Durable (DD) du groupe EDF d'avril 2017 a été revue en juin 2018 afin d'intégrer notamment l'ambition carbone du Groupe [1] et d'intégrer plus explicitement les Objectifs de Responsabilité d'Entreprise. Cette nouvelle version de la politique clarifie visuellement les exigences du domaine est complémentaire de politiques Groupe comportant elles-mêmes certaines dimensions de la Responsabilité d'Entreprise (Politiques RH – Politiques Achat – Politique Ethique et Conformité – Politique Sureté Nucléaire).

La politique intègre aussi des recommandations liées à l'anticipation et à la préparation de l'avenir notamment pour répondre à des attentes recueillies lors des phases d'écoute de nos parties prenantes (section 3.1.1.2 « Les dispositifs d'écoute des parties prenantes ») dont certaines pourraient à terme devenir des obligations réglementaires.

Sa mise en œuvre est basée sur un principe de subsidiarité. La performance durable 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 grandes 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). Elle 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).

Les exigences de la politique sont définies en quatre grandes finalités : 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. Ces exigences s'appliquent à toutes les entités et filiales du Groupe ainsi qu'aux projets et investissements soumis aux instances de décision ; la grille de criblage établie pour produire l'avis spécifique Développement Durable sur ces projet [2] intègre les éléments décrits dans la présente section.

3.3.1 ADAPTATION AU CHANGEMENT CLIMATIQUE



Les exigences relatives à cette finalité comprennent la mise en œuvre des engagements de long terme définis dans les ORE n° 1 et l'ORE n° 4 ainsi que les exigences ou recommandations décrites dans le présent chapitre.

Le changement climatique a des impacts directs sur les conditions physiques d'exercice des activités du Groupe, mais aussi des impacts indirects (altération de la demande d'énergie, perturbation de l'environnement concurrentiel). Le groupe EDF dispose depuis 2010 [3] d'une stratégie d'adaptation au changement climatique qui vise à réduire ou éviter les effets préjudiciables de ces impacts, tout en en préservant les avantages.

Cette stratégie concerne les risques physiques et de transition ; il s'agit :

- d'évaluer les impacts des changements climatiques en cours et à venir sur les installations et activités existantes ;
- d'adapter les installations concernées pour les rendre moins sensibles aux conditions climatiques, d'améliorer leur résilience aux évolutions et aux situations extrêmes ;
- de prendre en compte les hypothèses d'évolution des conditions climatiques dès la conception des installations ;
- d'adapter les offres, les opérations internes et le savoir-faire du Groupe au changement climatique.

La R&D d'EDF dispose de méthodes et outils permettant de modéliser les impacts du changement climatique, de proposer des solutions d'atténuation, et d'anticiper la direction dans laquelle les systèmes énergétiques pourraient évoluer :

- un « Service climatique » a été mis en place, chargé de produire les données prospectives permettant d'identifier les risques physiques du changement climatique ;
- un programme de recherche a été initié sur la robustesse des sources froides des centrales nucléaires et thermiques en exploitation ; il intègre les résultats obtenus sur l'évaluation de la disponibilité de l'eau dans les bassins français concernés ;
- d'autres projets de recherche visent à anticiper les évolutions des systèmes énergétiques, et à faire émerger les contraintes auxquelles ils seront soumis, les facteurs de rupture.

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. Prévues pour être exploitées sur une période plus courte (vingt ans environ), les centrales éoliennes et photovoltaïques sont peu impactées, d'autant qu'il s'agit d'installations légères aux équipements facilement remplaçables.

Eau

Le changement climatique influe sur la disponibilité, la quantité, la distribution et la localisation de la ressource en eau et intensifie la concurrence entre les différents usages de l'eau.

Afin de renforcer la résilience aux aléas climatiques extrêmes des installations hydrauliques, plusieurs ouvrages ont été renforcés. C'est par exemple le cas du barrage de Record sur l'Agout, muni d'évacuateurs de crues en touches de piano « Piano Key Weirs ».

EDF a développé, depuis de nombreuses 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 des données permet de prévoir et de surveiller les phénomènes hydrométéorologiques à risque ; une surveillance est organisée 24h/24, 7j/7.

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. Par ailleurs, les hypothèses de hausse du niveau des mers et des océans ont été intégrées dès la phase de conception des nouvelles centrales nucléaires EPR du Groupe.

Réseaux

Dans son plan d'adaptation au changement climatique, Enedis [4] a formalisé les mesures prévues pour réduire la vulnérabilité des réseaux (1,4 million de kilomètres) et diminuer les délais de réalimentation des clients en cas de coupure. Ce plan couvre également les risques d'inondation et de chaleurs estivales. Il s'agit d'enfouir des réseaux HTA aériens pour prendre en compte les risques de chutes d'arbres, vent, neige, givre, en priorisant les ouvrages les plus exposé. Enedis a déposé 3 800 kilomètres de lignes aériennes HTA en 2018, dont 1 000 sont liés à la gestion du risque climatique.

(1) Cf. section 3.2.1 « S'engager en faveur du climat ».
(2) Cf. Section 3.1.2.2 « Intégration des Objectifs de Responsabilité d'Entreprise dans le processus stratégique du Groupe et le screening des projets ».
(3) En cours de révision au sein du Groupe.
(4) Enedis est une filiale gérée en toute indépendance.

Suite aux dégâts causés par l'ouragan Irma, les clients les clients ont été réalimentés en moins de cinq semaines. La phase de sécurisation du réseau électrique de Saint-Martin et de Saint-Barthélemy est entamée, pour une enveloppe budgétaire s'élevant à 28 millions d'euros sur 3 ans. Dans les territoires insulaires, 95 % des nouveaux réseaux sont construits en sous-terrain (HTA et BT).

En 2018, la Force d'Intervention Rapide Électricité (FIRE) est intervenue dans la suite des tempêtes Eleanor, Fionn et Adrian en Corse, ainsi qu'après les tempêtes tropicales Berguitta et Fakir. La FIRE est en capacité de mobiliser jusqu'à 2 000 intervenants 24h/24, 7j/7, aussi bien sur le territoire national qu'à l'étranger.

3.3.2 OPTIMISER L'UTILISATION DES RESSOURCES NATURELLES ET PRÉSERVER L'ENVIRONNEMENT

Le groupe EDF applique les principes de l'économie circulaire à la préservation des ressources naturelles : eau, air, sols, matières premières, ainsi qu'à la gestion de ses déchets.

3.3.2.1 Economie circulaire



3.3.2.1.1 Principe et applications

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. Cela se matérialise au travers de leviers d'actions tels que la réparation, la réutilisation, le réemploi, le recyclage des objets et l'écoconception des produits.

En cohérence avec les nécessités de la transition énergétique, le Groupe fait de l'utilisation optimale des ressources naturelles consommées par sa chaîne de valeur, une composante essentielle de sa responsabilité d'entreprise et a inscrit cet axe dans sa politique de développement durable. 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 : conception – construction – exploitation et déconstruction 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 etc.).

Les principes de l'économie circulaire nourrissent la conduite managériale de l'entreprise [1]. Ils concernent de nombreux domaines bien au-delà de la seule gestion des déchets [2] notamment l'énergie, cœur de métier du Groupe, les matières premières nécessaires (*cf.* section 3.3.2.5 « Matières premières ») et les sols (*cf.* section 3.3.2.4 « Sols »), l'eau (*cf.* section 3.3.2.2 « Eau » sur la réutilisation de l'eau).

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, nucléaire, hydraulique) y compris dans le cadre de nos activités de traitement de déchets radioactifs à l'exemple de la fabrication d'éléments de protections biologiques à partir de déchets métalliques par 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.

3.3.2.1.2 Les déchets radioactifs

Cf. section 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés » et section 3.9.3.2 « Autres indicateurs » pour les indicateurs chiffrés.

3.3.2.1.3 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. 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 s'inscrit dans le cadre de la réglementation en vigueur, 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 eco-produits, le tri, la valorisation matière (particulièrement pour les déchets de chantier qui constituent la quantité la plus importante).

Les déchets dits conventionnels sont les déchets évacués dans l'année vers une filière extérieure. 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.

3.3.2.1.4 Des actions de réduction des déchets conventionnels

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, ES, Dalkia, EDF Luminus) avec des indicateurs associés (quantité de déchets évités, économies réalisées sur la gestion des déchets, quantification des actions de sensibilisation, quantités d'équipements réemployés, etc.). Plusieurs leviers d'action sont utilisés : des procédures internes (anticipation des chantiers : schémas d'organisation de la gestion des déchets (SOGED) désormais systématiquement mis en place préalablement à tout chantier important de construction, de déconstruction ou de maintenance, conventions de vente ou dons pour réemploi), des prescriptions dédiées dans les cahiers des charges (EDF, EDF Renouvelables), des solutions techniques innovantes (séparation eau/huile des effluents hydrocarburés, décapage de l'amiante etc.), de nombreuses actions de sensibilisation du personnel et des prestataires (communication, formations, guide de prévention déchets 2016 comportant de nombreuses 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 (*cf.* section 3.1.3.3.2 « Un pilotage des risques environnementaux ») et de la prévention des risques environnementaux.

Compte tenu de leur importance, des actions spécifiques concernent les déchets de chantier ou de 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

(1) L'économie circulaire est l'une des nouvelles exigences de la norme ISO 14001 sur laquelle s'appuie l'action managériale de terrain.

(2) Noter qu'en matière de lutte contre le gaspillage alimentaire, 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 significative ; de la même manière qu'au regard de ses risques et de son analyse de matérialité, EDF n'estime pas matérielles les informations liées aux modifications de l'article L. 225-102-1 du Code de Commerce, introduites par la loi n° 2018-938 30 octobre 2018 s'agissant de la lutte contre la précarité alimentaire, du respect du bien-être animal et de l'alimentation responsable, équitable et durable.

d'outils de mise en relation à l'instar de l'intranet VEOL avec son site dédié aux échanges « Entre sites ». EDF s'est fixé un objectif de 100 millions d'euros de réduction de coût sur 3 ans (2018-2020) en comptabilisant les économies liées aux déchets évités et les ventes de matériels et matières. EDF et Enedis [1] s'investissent fortement dans le projet TANGO BLOCKCHAIN inter-entreprises visant à faciliter le réemploi des matériaux déposés, en commençant par le mobilier. *Via* ce projet de plateforme de réemploi, Enedis a mené une 1re expérimentation dans la Loire avec plus de 16 tonnes de mobiliers réemployés (donc de déchets évités) auprès d'acteurs locaux : associations, centres sociaux, collectivités et écoles.

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 Renouvelables 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.

3.3.2.1.5 Gestion et valorisation des déchets conventionnels

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 d'EDF, pièces détachées réutilisées à Aramon, Porcheville ou La Coche) ;
- 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 environnement 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 Renouvelables 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 [2] se maintiennent à des niveaux élevés.

Résultats au sein du Groupe	2018	2017	2016
Volume des déchets industriels conventionnels valorisés ou évacués en vue de valorisation *(en tonnes)*	414 627	518 591	607 171
Taux de valorisation des déchets *(%)* - groupe EDF	87,1	85,0	89,9
Taux de valorisation des déchets *(%)* – EDF	92,4	93,0	95,3
Taux de valorisation des déchets *(%)* - EDF Energy	95,7	96,8	99,1

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 annuelle de déchets. En 2018, la production totale de déchets conventionnels s'élève à 422 000 t en France [3], 20 980 t au Royaume Uni, 31 113 t en Italie, 1 124 t en Belgique et 764 t dans les autres parties du monde.

Concernant les déchets non valorisées (élimination en centre d'enfouissement), ils sont constitués essentiellement de déchets ne bénéficiant pas de filières de valorisation : boues provenant du traitement des fumées (désulfuration) ou du traitement des effluents et contenant des substances dangereuses (les arrêtés préfectoraux d'autorisation imposent d'enfouir ces déchets), calorifuges et isolants minéraux (pas de filière industrielle disponible à ce stade mais à l'étude), déchets en mélange assimilables à des ordures ménagères dont la quantité est limitée par le tri.

Impact des activités de déconstruction et maintenance

En 2018, les activités de construction sont en nette diminution du fait notamment de la fin de réalisation de gros projets : Velaisnes à la Direction immobilière, chantiers des diésels d'ultime secours (DUS) à Chinon, Flamanville, Paluel et Tricastin. Les activités de déconstruction restent à un niveau soutenu notamment avec les travaux de Richemont en France, à Jarry Nord (Guadeloupe) et à Luciana (Corse). Par ailleurs, pour EDF Hydro, de nombreux curages de retenue ont fait croître la production de sédiments (+ 19 000 t).

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 CO_2 évitée par tonne de cendre incorporée [4]). En France, la production thermique fossile d'EDF a produit 127 858 tonnes en 2018 et 157 564 tonnes ont été valorisées en filière ciment-béton (déstockage de stocks anciens [5]). En 2018, Dalkia a développé l'usage de déchets comme combustible, ce qui valorise en énergie une fraction de déchets biomasse non utilisée précédemment (résidus de coupes forestières) et développe des projets de valorisation de bois-déchets.

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 [6], ES).

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 ou des universités. EDF a participé avec l'association OREE, l'ADEME et le ministère de la Transition écologique à la rédaction du guide de la déconstruction et la gestion des déchets paru en novembre 2018. 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 Wastenergy participe activement à un projet de recherche appelé TERRACOTA de valorisation des CSR soutenu par l'ADEME.

(1) Enedis est une filiale gérée en toute indépendance.

(2) Hors cendres volantes de charbon et gypse, intégralement valorisés.

(3) Sociétés dont les sièges sociaux sont en France et sont consolidées par intégration globale.

(4) 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.

(5) Indépendamment de ce déstockage, tout ce qui a été produit en 2018 a été valorisé.

(6) Enedis est une filiale gérée en toute indépendance.

3.3.2.2 Eau



La demande mondiale en énergie et en eau croît dans un contexte de changement climatique qui modifie les régimes de précipitations. Le secteur de l'énergie, de l'extraction d'énergie primaire à la génération d'électricité, dépend entièrement de l'eau. L'eau est une source de refroidissement pour les productions thermiques, et bien sûr matière première pour la production hydroélectrique. Ceci pose la question du partage de la ressource en eau entre les différents usages, même si nous en restituons une très grande part.

Au-delà de ces aspects quantitatifs, la qualité de l'eau est aussi un enjeu identifié dans la matrice de matérialité comme un enjeu significatif. Cela fait référence au management des risques de pollution et de contamination susceptibles de causer sur les milieux terrestres et aquatiques des altérations biologiques, physiques et chimiques (et 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 des territoires dans lequel il agit en intégrant pleinement la dimension très 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 poussées.

3.3.2.2.1 Une ressource pour la production d'énergie

L'eau est un élément fondamental pour la production d'énergie. La force de l'eau est ainsi matière première pour la production hydroélectrique. L'eau est également nécessaire pour le refroidissement des centrales thermiques et l'extraction et le 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 environ 10 minutes en France) indispensable aux périodes de pointe, au développement des énergies renouvelables intermittentes, et à la réponse à incidents pour éviter un blackout. Le « Plan Stockage » lancé par EDF en 2018 intègre bien entendu cette technologie avec 2 GW (sur les 6 prévus) de nouvelles STEP d'ici 2035 (essentiellement en France).

En France métropolitaine, 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 (dont eau de mer) 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 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.

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 81 % et au Royaume-Uni 17 % 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 (et 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 pendant l'exploitation. Ainsi, le réservoir de Lunax a été construit dès l'origine en amont de la centrale nucléaire de Golfech pour palier à 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.

Globalement, 67 % 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 60 % en France, à plus de 99 % au Royaume-Uni et à près de 93 % en Italie.

Les prélèvements d'eau sont stables (légèrement en baisse) par rapport aux années précédentes et les prélèvements d'eau douce sont en baisse d'environ 4 % du fait principalement de la forte baisse de production à partir de charbon.

VOLUMES D'EAU PRÉLEVÉS ET RESTITUÉS PAR LE GROUPE

(en milliards de mètres cubes)	2018	2017	2016
Eau de refroidissement prélevée [1]	47,2	47,6	47,4
dont part d'eau douce	*15,4*	*16,0*	*16,2*
dont part d'eau saumâtre (ou estuaire)	*6,2*	*6,4*	*6,1*
Eau de refroidissement restituée	46,7	47,0	46,8
dont part d'eau douce	*14,9*	*15,5*	*15,7*
dont part d'eau saumâtre (ou estuaire)	*6,2*	*6,4*	*6,1*
Eau évaporée [2]	0,50	0,54	0,54

(1) Dont 38 milliards de mètres cubes en France et 8 au Royaume-Uni en 2018.
(2) Eau consommée, dont 0,48 en France et 0,01 au Royaume-Uni en 2018.

À noter que la quantité d'eau douce prélevée dans les nappes phréatiques est marginale, environ 0,01 % 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 prises d'eau et de rejets, les sociétés du Groupe mettent en œuvre les moyens nécessaires au respect des conditions de quantité et qualité d'eau ; elles mettent en place, en concertation avec les parties prenantes, des mesures adaptées aux situations climatiques exceptionnelles. EDF assure une surveillance de paramètres indicateurs de la qualité des écosystèmes terrestre et aquatique autour des sites. Les résultats de cette surveillance sont transmis aux administrations et utilisés dans des documents ou supports destinés au public.

Le volume d'eau évaporée en valeur absolue (500 mm^3) est en baisse de presque 10 %, l'essentiel de ce volume se fait en France (96,3 %) et au Royaume-Uni (2,4 %).

La consommation spécifique d'eau évaporée par kilowattheure d'électricité produite par les centrales thermiques fossiles, gaz et nucléaires du Groupe a été de 0,97 l/kWh contre 1,03 l/kWh en 2017 et en 2016. Du fait de l'utilisation de circuits ouverts et d'utilisation d'eau de mer dans certaines centrales, ces valeurs sont inférieures aux moyennes actuelles du secteur : 1,8 à 2,8 l/kWh selon l'IAEA [1].

(1) Efficient water management in water cooled reactors, International Atomic Energy Agency, 2012.

(en l/kWh)	2018	2017	2016
Eau consommée/production thermique	0,97	1,03	1,03

En intégrant la production d'énergie renouvelable, qui ne consomme pas d'eau, le ratio spécifique se réduit même à 0,86 l/kWh. Compte tenu de l'évolution prévue du parc, les prélèvements et consommations globales d'eau douce à l'échelle du Groupe auront tendance à baisser dans les années à venir.

Optimiser l'utilisation d'eau

Les centrales thermiques utilisent l'eau comme source froide pour optimiser leur rendement.

Le groupe EDF travaille sur plusieurs leviers pour optimiser son utilisation d'eau et réduire la pression sur les milieux :

- recherche de la meilleure efficacité possible pour l'utilisation de l'eau à l'échelle des territoires et des bassins hydrographiques ;
- réduction des consommations d'eau par le choix de systèmes de refroidissement pour les centrales thermiques, adaptés à la localisation géographique et à la disponibilité de la ressource en eau sur le site :
  - refroidissement en circuit ouvert (cas des grands fleuves) : prélèvement important de l'ordre de 150 à 180 l/kWh, restitution en rivière et consommation très faible (ordres de grandeur de 0,1 à 0,7 l/kWh),
  - 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),
  - refroidissement par aéroréfrigérant sec par air. Le refroidissement n'utilise plus l'eau mais l'air (avec 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. 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.

Exemples de réduction de consommation d'eau et mesures de limitation des prélèvements

Chez Framatome, un programme de recherche de fuites sur ses réseaux d'eau potable et la réfection de certains d'entre eux a été lancé et s'échelonne sur plusieurs années.

En Belgique, EDF Luminus a changé en octobre 2018 le système de refroidissement de sa centrale CCG de Seraing en remplaçant le système de refroidissement par une tour aéroréfrigérante. Cette action conduira à une diminution des prélèvements d'eau de la rivière, ainsi qu'à une réduction significative des taxes sur le prélèvement d'eau payées pour cette centrale.

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 mm^3 par an.

En France, EDF a réduit la consommation d'eau potable de l'ensemble de son parc immobilier et de ses espaces verts d'environ 5 % par an jusqu'en 2017.

Réutiliser et recycler l'eau

La réutilisation des eaux de process et de refroidissement se développe dans le Groupe lorsque c'est pertinent. En Chine, la centrale Ultra-supercritique de Fuzhou réutilise toutes ses eaux de process de manière séquentielle et en fonction de la qualité de l'eau (du refroidissement à l'arrosage des cendres et des jardins). Dans les grandes installations de combustion de biomasse de Dalkia, les eaux de rejet de process sont utilisées pour refroidir les cendres sous foyer des chaudières, de façon à limiter les volumes d'effluent liquide à traiter. 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 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 Guadeloupe, des citernes de récupération des eaux de pluie ont été mises en place pour réduire les prélèvements d'eau.

Le nouveau centre R&D de Saclay utilise les eaux de pluie de récupération pour alimenter 50 % des eaux de toilettes.

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, etc.) est autorisée dans le cadre de prescriptions réglementaires spécifiques.

Dessaler l'eau

Sur le site EPR de Flamanville 3, une unité de dessalement a été mise en place en 2016 pour compléter les moyens de production d'eau déminéralisée pour le process ainsi que pour les autres tranches. 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 m^3/an d'eau douce. En Italie, Edison dispose depuis fin 2016 d'une centrale CCG (Simeri Crichi) équipée de dispositifs de dessalement d'eau de mer pour remplacer ses prélèvements en eau douce.

Innover vers une soutenabilité des usages de l'eau

La 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 » ne sont pas pertinentes pour le secteur énergétique ; aussi, dans le cadre du Forum Mondial de l'eau, le groupe EDF a piloté [(1)] un projet international visant à élaborer une terminologie et un cadre méthodologique adapté au secteur énergétique. Dans la suite, et pour répondre à ses propres besoins, le Groupe a mobilisé un groupe de travail afin de pouvoir proposer un éventail d'indicateurs de soutenabilité des usages de l'eau, permettant d'alimenter le dialogue avec les parties prenantes. Ces indicateurs, peuvent, selon le contexte, refléter la relation à l'eau d'un aménagement ou d'un ensemble d'aménagements sur un bassin versant.

3.3.2.2.2 Gouvernance et partage de l'eau

L'optimisation de l'eau utilisée dans notre production électrique est très importante pour garder la maîtrise de l'eau en tant que ressource, notamment pour respecter nos engagements de garantie des multi-usages de l'eau (eau potable, irrigation, tourisme, etc.) et les besoins des autorités locales.

Gouvernance

Partout où il opère, EDF s'inscrit dans une logique de gestion de l'eau par bassin hydrographique. En France, EDF est représentée par l'UFE dans les instances de chaque bassin (Comité de bassin des agences de l'eau) Les actions d'EDF s'inscrivent pleinement dans les nouveaux schémas directeurs d'aménagement et de gestion des eaux (SDAGE) pour la période 2016-2021. La coordination de l'activité eau au sein du Groupe est réalisée pour chaque bassin par un Délégué coordonnateur de bassin et au niveau national *via* une fonction spécifique inter-métiers (Coordination de l'Eau d'EDF), mise en place officiellement en 2007 suite à plusieurs événements climatiques intenses. Elle est pilotée par le Directeur Exécutif Groupe chargé du pôle Énergies Renouvelables (membre du Comex). La gestion opérationnelle de l'eau est assurée au niveau national par le Groupe Gestion de l'Eau (GGE) chargé d'assurer le suivi régulier, hebdomadaire ou quotidien si nécessaire, des stocks d'eau afin de coordonner les différentes contraintes de production et de gestion du multi-usages de l'eau.

Gestion et partage de l'eau

En France, 2018 restera une année particulière alternant les extrêmes hydrométéorologiques. Le premier semestre a été très arrosé conduisant à un enneigement exceptionnel sur l'ensemble des massifs, une forte hydraulicité généralisée sur le premier semestre (un des productibles hydrauliques les plus forts depuis 40 ans). Un changement radical de conditions météorologiques a ensuite eu lieu avec l'avènement d'un temps devenant sec et très chaud durant l'été, et plus

(1) Entre 2012 et 2015.

encore en début d'automne, avec une forte canicule en milieu d'été mais de durée-intensité moins élevées que celles de 2003 et 2006. Cette dégradation a conduit à des étiages sévères sur de nombreux cours d'eau et fleuves à l'automne, de période de retour 5 à 10 ans sur la Meuse, la Vienne et une grande partie du Massif Central, de 10 à 20 ans sur le territoire Jura-Saône et supérieurs à 20 ans sur le Rhône à l'aval de Lyon, la Moselle et le Rhin.

Pour faire face à ces conditions climatiques particulières, voire exceptionnelles sur certains fleuves comme le Rhin, où même la navigation a été interrompue, différents leviers ont été activés au sein d'EDF pour optimiser la production [1] et répondre aux attentes des parties prenantes : c'est le cas des lâchers d'eau afin de préserver la faune piscicole sur la basse vallée de l'Ain par exemple, avec 43 mm³ déstockés de Vouglans à des fins environnementales en 2018. En 2018, ce sont globalement 882 hm³ de volumes qui ont été déstockés pour répondre aux différents besoins des usagers de l'eau dans le cadre des cahiers des charges des concessions hydroélectriques ou des conventions de partage de l'eau.

Du fait de ces conditions estivales particulièrement sèches et chaudes, la perte de production (ratio énergie nette perdue sur produite) liée aux températures et/ou débits des fleuves, est de 0.6 %, un niveau équivalent à celui de 2005 et 2006 (années également particulièrement chaudes). EDF a néanmoins fait 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.

3.3.2.3 Air



Le groupe EDF s'engage en faveur de l'amélioration de la qualité de l'air, en actionnant plusieurs leviers :

- évolution de son parc de production (fermeture, modernisation, transformation) ;
- mise à disposition de son expertise (communauté scientifique, collectivités).

3.3.2.3.1 Améliorer la qualité de l'air en transformant le parc de production [2]

Concernant ses installations de production, le groupe EDF a cédé ses actifs EDF Polska (cogénération et production d'électricité) en décembre 2017. Cela se traduit par une baisse mécanique des émissions de NOx, SO_2.

Émissions de SO_2, NO_x et poussières dues à la production d'électricité et de chaleur (kt) [1]	2018			2017			2016		
	SO_2	NO_x	Pous.	SO_2	NO_x	Pous.	SO_2	NO_x	Pous.
Groupe EDF	21	45	3	31	63	4	37	60	3
EDF	4	16	0,2	6	18	0,3	5	15	0,3

(1) La politique DD EDF Groupe indique l'objectif au paragraphe 2.3 : « Réduire de 50 %, entre 2005 et 2020, les émissions dans l'air de SOx, NOx et poussières du parc thermique à flamme du Groupe. ». En 2005, les émissions étaient respectivement de 236 kt, 209 kt et 14 kt.

Le groupe EDF a investi dans ses installations à travers le monde pour réduire les niveaux d'émissions atmosphériques. En Chine, les centrales à charbon du type Ultra-supercritique atteignent des niveaux d'émissions proches de celles d'une centrale à gaz, de l'ordre de : 5 / 10 mg/Nm³ en émissions de poussières, 35/50 mg/Nm³ en émissions de SO2, et 35/50 mg/Nm³ en NOx.

En Europe, les installations thermiques se sont alignées sur les meilleures techniques disponibles définies par l'Union européenne. En Italie, le parc thermique d'Edison est constitué de centrales Cycles Combiné Gaz avec une technologie parmi les plus performantes et les moins émettrices en polluants.

Dans les systèmes insulaires, les installations de combustion [3] sont équipées de systèmes de dénitrification des fumées avec pour les plus récents un taux d'abattement des NOx de 85 % [4]. En complément, des actions de réduction des émissions de NOx sont mises en place, adaptées à chaque installation : optimisation de la combustion et/ou des systèmes de traitement de dénitrification, et même réduction du nombre d'heures de fonctionnement pour certaines turbines.

En France métropolitaine, le parc de production évolue :

- EDF a poursuivi son processus de fermeture progressive de ses centrales thermiques fossiles en mettant à l'arrêt la dernière tranche fioul de 700 MW de Porcheville en avril 2018 ;
- en parallèle, EDF s'est engagé depuis le début des années 2000 dans une démarche ambitieuse de modernisation et d'amélioration des performances environnementales de son parc thermique, reconfiguré pour mieux servir la transition énergétique en France continentale mais aussi en Corse et dans les départements d'outre-mer. Les performances environnementales sont aujourd'hui conformes aux meilleures techniques disponibles définies par l'Union européenne. La fin de l'utilisation du charbon annoncée dans la PPE a conduit EDF à étudier une solution de combustion de pellets de biomasse, issus de bois de récupération. Le traitement des fumées issues de cette combustion est une des dimensions importantes du projet EcoCombust ;
- le groupe EDF, en substitution des centrales thermiques notamment, a poursuivi en 2018 la transformation de son parc de production en France en engageant par exemple le Plan Solaire et le Plan Stockage [5], technologies non émettrices de NOx, SO_2. En Corse et Guyane, des moteurs seront arrêtés d'ici fin 2023 et seront remplacés par de nouvelles installations de combustion plus performantes. En parallèle, EDF développe, dans les systèmes insulaires, des systèmes isolés 100 % EnR en compléments d'actions de Maîtrise de la Demande en Énergie et des actions de sobriété énergétique. Au niveau international, le démonstrateur *microgrid* MASERA [6] mis en place à Singapour illustre la volonté d'EDF de proposer des solutions innovantes, moins émettrices en polluants en réponse aux problématiques énergétiques locales, et de chercher des alternatives aux groupes diesel dans des sites isolés.

3.3.2.3.2 Améliorer la qualité de l'air en soutenant les initiatives publiques dans ce domaine

EDF [7] dispose d'un savoir-faire historique sur la compréhension et la modélisation des rejets atmosphériques et l'aéraulique des bâtiments qui s'appuient principalement sur un outil de modélisation « haute résolution ». Avec le CEREA [8], EDF R&D participe à l'effort scientifique dans le domaine de la qualité de l'air, en développant des modèles mis en open source [9].

(1) Il s'agit des centrales en bord de rivière utilisant de l'eau douce ; les centrales en bord de mer ne sont pas concernées par les questions d'élévation de température et de débits.

(2) Par ailleurs, et au-delà de son parc de production, EDF s'attèle à convertir sa flotte de véhicules à l'électrique dans le cadre du programme EV (cf. section 3.2.4.5 « La mobilité électrique »), réduisant du même coup les émissions de NOx et de poussières.

(3) Turbines à combustion et moteurs.

(4) Cas de moteurs équipés de système de dénitrification par Réduction Catalytique Sélective.

(5) Cf. section 3.2.4.6.1 « Le Plan stockage d'EDF »

(6) Microgrid for Affordable and Sustainable Electricity in Remote Areas. Le démonstrateur est composé de solaire, stockage, mobilité, pilotage de l'optimisation de la production. Cf. section 3.2.4.6.2 « Les réseaux intelligents »

(7) Il s'agit plus particulièrement du Département MFEE d'EDF R&D.

(8) Centre d'enseignement et de recherche en environnement atmosphérique, laboratoire commun à EDF R&D et à l'Ecole Nationale des Ponts et Chaussées.

(9) Libre d'accès au code source.

Sous forme de solutions innovantes, cette expertise est mise au service de la communauté scientifique, ainsi que des collectivités ; à titre d'exemples en 2018 :

- la ville de Villiers-sur-Marne a décidé de mettre en place, un démonstrateur de référence mondiale de la qualité de l'air intérieur et extérieur. Il s'appuiera pour sa réalisation sur l'expertise scientifique d'EDF [1]. Le défi à relever dans le cadre de la construction du nouveau quartier de Marne-Europe : permettre au plus grand nombre de respirer un air de bonne qualité, à un coût maîtrisé. Le caractère innovant du démonstrateur tient à son approche globale de la rue à la pièce à vivre, avec, dans les deux cas, la volonté d'utiliser la modélisation numérique [2] en vue de créer un outil d'aide au dimensionnement et à la visualisation du schéma de circulation de l'air optimal. Les travaux réalisés dans le cadre du programme de recherche serviront à déployer des services liés au traitement de l'air en milieu urbain et périurbain ;
- à Paris, Lille et dans le département de la Haute Savoie, les véhicules Enedis sont équipés d'un réseau de capteurs de qualité de l'air, Pollutrack. C'est la première flotte d'entreprise à contribuer à l'amélioration de la qualité de l'air en détectant et mesurant la pollution aux particules les plus fines et les plus dangereuses pour la santé ;
- Citelum met en œuvre son savoir-faire en termes d'éclairage intelligent et de services connectés pour accompagner Airparif dans sa politique d'amélioration de la qualité de l'air en Ile-de-France. Ainsi, dans le cadre de la création d'AIRLAB, le laboratoire de solutions innovantes pour la qualité de l'air d'Airparif, Citelum teste un prototype de mobilier urbain connecté permettant de mesurer en temps réel les flux de mobilité. Couplées aux données de surveillance de la qualité de l'air d'Airparif, des actions correctives et des évolutions d'infrastructures et de comportements pourront être définies. À l'avenir, ce dispositif basé sur les infrastructures urbaines pourra être un service connecté complémentaire pour une « smart city » ;
- par ailleurs, EDF contribue à des actions de prévention et de recherche sur l'impact sanitaire de la pollution atmosphérique à travers l'Association pour la Prévention de la Pollution Atmosphérique (APPA) et le Centre Professionnel sur la Pollution Atmosphérique (CITEPA). En 2018, partageant ses bonnes pratiques, EDF a contribué à la Journée Nationale de la Qualité de l'Air, organisée par le ministère de la Transition ecologique et solidaire.

3.3.2.4 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 3.2.6 « S'engager en faveur de la biodiversité »)

3.3.2.4.1 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 et de stockage des combustibles (conteneurs double enveloppe) ou des 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.

Ces mesures de prévention s'appuient sur les études de danger relatives aux ouvrages et s'enrichissent lors des réexamens périodiques. 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.

3.3.2.4.2 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 2018, plusieurs rapports de base ont été élaborés en déclinaison de la directive européenne IED : sites thermiques de Brennilis, Dirinon, Arrighi, Gennevilliers, Vaires sur Marne, Montereau, Martigues, Blénod, Bouchain, Le Havre et Cordemais ainsi que les unités de production d'EDF Luminus (Seraing et Angleur) et des systèmes électriques insulaires. Ils n'ont pas révélé de pollutions significatives. Des plans de gestion des sols sont en attente de validation par l'administration pour les sites de Chinon, Blayais et des travaux sont en cours sur les sites de Flamanville, d'Hinkley Point, sur des sites gérés par Dalkia et sur les sites en déconstruction du parc thermique en France et à SEI.

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, Enedis [3] et ÉS poursuivent leurs programmes de dépollution des appareils contenant des PCB [4] et PCT [5] de plus de 50 ppm. Ces plans d'actions poursuivis en 2018 sont conformes aux prévisions. L'objectif prévu au 31 décembre 2019 d'élimination de 50 % du parc initial a déjà été atteint en cours d'année. L'élimination totale est fixée à fin 2025. L'objectif prévu à fin 2019 d'élimination de 50 % du parc initial a été atteint avant l'échéance. EDF R&D, EDF SEI, EDF PEI, SOCODEI, Dalkia et la production thermique et nucléaire n'ont plus d'appareils dépassant ce seuil.

(1) EDF R&D dans le cadre d'un programme de recherche piloté par le CEREA.
(2) CEREA/ENPC/EDF R&D.
(3) Enedis est une filiale gérée en toute indépendance.
(4) PCB : Polychlorobiphényles.
(5) PCT : Polychloroterphényles.

Par ailleurs, des plans d'actions sont en cours pour limiter le recours aux produits phytosanitaires. Par ailleurs, des plans d'actions sont en cours pour limiter le recours aux produits phytosanitaires. La Direction Immobilière s'est fixée comme objectif « zéro produit phytosanitaire » à 2020 pour les 115 sites tertiaires d'EDF comportant des espaces verts [1]. À fin 2018, 104 sites ont atteint cet objectif en ligne avec le plan de progression engagé. Par ailleurs, d'autres entités n'utilisent plus de produits de ce type [2]. 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 Renouvelables (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 [3].

3.3.2.5 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. En lien avec sa politique de développement durable qui vise à préserver les ressources naturelles, et 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, la modernisation du parc thermique à SEI (nouvelles centrales PEI) et le remplacement des anciens moteurs des centrales dans les DOM et en Corse ;
- l'optimisation des installations existantes : amélioration de l'efficacité énergétique (SEI, Dalkia, EDF Energy) ou du rendement (Cycle combiné à gaz de Candela en Italie par Edison) par des actions de maintenance, de modification, de prescriptions en termes de qualité des combustibles 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 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 2 ou des travaux du Grand carénage sur le parc nucléaire existant. 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 Renouvelables, 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 turbiniers 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 fortement diminué en 2018 : charbon (-61 %), fioul (-18 %), gaz (-3 %). La consommation de charbon a notablement baissé du fait de la vente des actifs polonais. La consommation de fossiles a également été influencée par la bonne disponibilité des installations nucléaires et la production d'énergies renouvelables dont l'hydraulicité.

Dans les activités commerciales, toutes les actions en faveur de la maîtrise de l'énergie sont également source de préservation des ressources (*cf.* section 3.2.4 « S'engager pour que chaque client consomme mieux »).

Lors des grands chantiers liés aux investissements hydrauliques, nucléaires et thermiques, l'utilisation de matériaux recyclés est encouragée (granulats, terres, bétons, etc.) et les matériaux déposés sont valorisés (voir section 3.3.2.1 « Economie circulaire »). Des opérations de restauration de sols ont été réalisées avec des terres végétales et des sédiments à la Direction immobilière et à l'hydraulique.

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, aujourd'hui soutenue par EDF Pulse Croissance. Cette technologie utilise des matériaux faciles d'accès et non polluants pour fabriquer des batteries.

Concernant les usages tertiaires, un vaste programme de limitation des déplacements a été mis en place dans de nombreuses entités du Groupe (EDF, Edison, Citelum, etc.) avec recours massif aux vidéo-conférences et au télétravail.

La question de la rareté potentielle de certaines ressources fait l'objet d'une veille assurée par la R&D en relation avec les métiers concernés qui mettent en œuvre les mesures adaptées à chaque situation. EDF Renouvelables est attentif aux choix techniques et technologiques de ses fournisseurs stratégiques de turbines, certains ayant renoncé à l'utilisation d'aimants permanents (terres rares). Les éléments de veille alimentent les études prospectives relatives aux équipements et activités futures du Groupe.

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, soit 25,5 % des clients particuliers. L'objectif a été porté à 7,2 millions de clients pour 2018. Cet objectif a été à nouveau dépassé puisqu'à fin décembre 2018, 7,3 millions de clients avaient souscrit à la facture électronique, soit 29,9 % des clients particuliers. L'objectif pour 2019 est fixé à 8 millions.

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 CO_2 dans l'année, en 2013 20 kg équivalent CO_2 par salarié, en 2014 17,6 kg équivalent CO_2 par salarié et en 2015 comme en 2016 on a atteint 11 kg équivalent CO_2 par salarié, soit une réduction de plus de la moitié du papier consommé trois ans

(1) En raison du changement de périmètre de cette Direction, la cible a été ajustée.

(2) Par exemple SOCODEI, Edison, EDF Luminus, EDF Norte Fluminense, Enedis, plusieurs groupes d'exploitation hydrauliques ; ES a abandonné tous les produits à base de glyphosate.

(3) Sur le recours aux produits phyto-sanitaires, voir aussi 3.2.6.3.2 « Elaborer et mettre en œuvre des actions en fonction des enjeux dans le cadre d'une approche positive de la biodiversité ».

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. L'objectif a été largement dépassé en 2017 (-19 %) et atteint à nouveau en 2018 (-15,4 % à fin décembre 2018). Par ailleurs, 100 % du papier utilisé est FSC (recyclable et neutre en CO_2) et dispose du label « fleur européenne ». Chaque site EDF a mis en place une collecte sélective des papiers de bureau [1].

3.3.3 PORTER UNE ATTENTION PARTICULIÈRE AUX PERSONNES

L'attention que le groupe EDF porte aux personnes s'exerce sur le périmètre des parties prenantes identifiées dans sa cartographie (*cf.* section 3.1.1.1 « La cartographie des parties prenantes du Groupe ») : les salariés du Groupe et ses sous-traitants, les consommateurs, les communautés voisines de nos ouvrages ou projets ainsi que les populations qui ne disposent pas encore de l'énergie.

3.3.3.1 Droits de l'homme



L'engagement du groupe EDF, porté au plus haut niveau, et inscrit dans sa politique Développement Durable est de « ne tolérer aucune atteinte aux droits de l'homme dans toutes ses activités et chez ses fournisseurs ». Le sujet des droits de l'homme est piloté par la Direction Développement Durable qui en rend compte au Comex et au Comité gouvernance et responsabilité d'entreprise du Conseil d'administration. Néanmoins toutes les directions sont concernées et associées (Direction juridique, DRH, Métiers, Direction des Achats Groupe).

De par les activités industrielles d'EDF et de ses filiales en France et à l'international dans plus de 24 pays dans le monde, le groupe EDF est conscient des risques de violations des droits de l'homme auquel il peut être exposé directement ou indirectement notamment par l'intermédiaire de ses fournisseurs, sous-traitants et partenaires.

La démarche du groupe EDF en matière de respect des droits de l'homme s'appuie sur les principes de l'ONU sur les entreprises et les droits de l'homme [2]. En 2018, le groupe EDF a renforcé ses engagements notamment en signant un accord cadre RSE mondial, en intégrant plus fortement les droits de l'homme dans les études d'impact, les mécanismes de concertation (*cf.* section 3.2.5 « S'engager pour le dialogue et la concertation ») et dans le criblage des nouveaux projets avant décision de lancement. Il a par ailleurs accentué la sensibilisation des *managers* sur le sujet et rénové son dispositif d'alerte ouvert à tous.

3.3.3.1.1 Politiques et engagements en matière de droits de l'homme

L'année 2018 a été marquée par la signature le 19 juin d'un nouvel accord cadre mondial sur la responsabilité sociale du groupe EDF signé par 2 fédérations syndicales internationales (IndustriAll et ISP) et les syndicats du groupe EDF. Il s'applique de plein droit à tous les salariés du Groupe. Il traduit de façon effective l'engagement du groupe EDF de « faire du respect des droits humains une condition préalable à toutes ses activités et ne tolérer aucune atteinte au respect de ces droits, ni dans ses activités, ni chez ses fournisseurs, sous-traitants et partenaires. » Il affirme que dans le cas d'un conflit de normes avec les lois applicables dans les pays dans lesquels il opère, le groupe EDF s'attache à appliquer les dispositions les plus protectrices des droits humains. Cet accord porte également l'engagement d'associer les organisations syndicales à l'élaboration et à la mise en place du plan de vigilance, requis par la loi française du 27 mars 2017 sur le devoir de vigilance notamment « pour l'identification des risques et la prévention des atteintes graves envers les droits humains et les libertés fondamentales » (*cf.* section 3.4.4.5 « Un dialogue social soutenu »). Le groupe EDF et les signataires de l'accord mondial se sont engagés à promouvoir auprès des fournisseurs et sous-traitants l'ensemble des textes auxquels l'accord fait référence [3].

Le groupe EDF est engagé dans le Global Compact des Nations-Unies depuis 2001. EDF publie chaque année des Communications sur le Progrès (COP) au niveau « Advanced ».

3.3.3.1.2 Mesures de diligence raisonnable et contrôle de la mise en œuvre des engagements

Au cours de l'année 2018, la prise en compte des engagements en matière de droits de l'homme a été renforcée et des démarches de « due diligence » ont été développées :

- au niveau Corporate, la dimension « droits de l'homme » est systématiquement prise en compte dans le criblage des projets présentés au Comité des engagements Groupe (Investissements de plus de 50 millions d'euros) en particulier les impacts sur les communautés locales ou les questions de sécurité des salariés ;
- l'application, pour le groupe EDF, de la loi Devoir de vigilance du 27 mars 2017 a conduit à réaliser une cartographie des risques « Droits de l'homme » et à mettre en place une démarche de diligence raisonnable pour l'ensemble de ses entités. En 2018, une fiche obligatoire a été ajoutée au guide de contrôle interne pour s'assurer que les principales entités du groupe EDF avaient réalisé cet exercice ;
- en termes d'achats, 1 700 fournisseurs ayant un volume d'affaires de plus de 400 k€ ont reçu un questionnaire d'auto-évaluation ; parmi ceux-ci déjà plus de 770 ont été contrôlés et évalués. Cette démarche a été complétée par 53 audits externes couvrant en particulier les problématiques droits de l'homme [4] ;
- l'approvisionnement en combustible prend en compte la question des droits de l'homme : l'approvisionnement du charbon est couvert par le code de conduite Bettercoal, celui de l'uranium fait l'objet d'audits de mines [5] et celui du gaz et du pétrole pour les centrales des DOM a fait l'objet d'une cartographie des risques « droits de l'homme » dans le cadre du plan de vigilance ;
- la dimension « Droits de l'homme » est aussi identifiée, en tant que telle, dans les processus de concertation auxquels l'entreprise s'est engagée (*cf.* section 3.2.5 S'engager pour le dialogue et la concertation) ;
- un *e-learning* « les droits de l'homme dans l'entreprise » développé avec l'association Entreprises pour les droits de l'homme (EDH [6]), dont EDF est membre fondateur, est disponible en anglais et en français sur la plateforme réservée aux *managers* et celle accessible à l'ensemble des salariés, en particulier aux acheteurs. Ce *e-learning* a été customisé en intégrant les engagements du groupe EDF et 77 salariés l'ont suivi en 2018 ;

(1) Voir l'évaluation PAP50, cf. section 3.7 « Notation extra-financière ».

(2) Textes auxquels EDF fait référence : Conventions fondamentales de l'OIT ; Déclaration Universelle des droits de l'homme et le pacte international relatif aux droits civils et politiques (1966) ; le pacte international relatif aux droits économiques, sociaux et culturels (1966) ; Déclaration sur l'élimination de toutes formes de discrimination à l'égard des femmes (1967) ; Déclaration sur les droits de l'enfant (1959) ; Principes directeurs de l'OCDE à l'intention des entreprises multinationales (2011) ; Principes de l'ONU relatifs aux entreprises et aux droits de l'homme (2011).

(3) Par ailleurs, en 2012 une convention collective a été signée en Chine ; elle a été mise en place pour les salariés de la holding chinoise avec pour objectifs principaux d'améliorer de façon continue les conditions de travail et d'emploi des salariés et de promouvoir le dialogue social. 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.

(4) Cf. section 3.3.3.4 « Achats responsables ».

(5) Id.

(6) EDH compte 17 membres parmi les grandes entreprises françaises : e-dh.org

- les directions et sociétés opérant à l'international ont identifié des risques spécifiques par zone géographique, qui ont été mis sous contrôle : Citelum en Inde a créé des comités en charge des questions de harcèlement sexuel et de discrimination ; EDF Renouvelables a développé des cartographies des risques liés aux communautés locales et/ou aux conditions de travail dans différentes zones géographiques où la société opère (Amérique du Sud, Asie, Afrique-Moyen Orient, Europe et Amérique du Nord). La Direction Internationale a mis au jour, *via* la due diligence conduite sur le projet de centrale hydroélectrique Shweli 3 en Birmanie, un risque lié au conflit entre l'armée et des groupes indépendantistes. Pour approfondir cette démarche, un « Human Rights risk Impact Assessment and Mitigation » [(1)] est en cours de réalisation ;
- Edison a également pris en compte le risque « droits de l'homme » dans la qualification de ses fournisseurs, notamment ses fournisseurs d'éoliennes, et a intégré la question des droits de l'homme dans ses programmes de formation « Theory to practice » ; Edison s'appuie sur une initiative développée au sein du réseau italien du Global Compact : « Sustainable Supply chain self assessment platform » qui sensibilise les fournisseurs aux questions de droits de l'homme et de lutte contre la corruption qui doivent remplir un questionnaire d'auto-évaluation ;
- EDF Energy a publié en juin 2018 un « statement » conforme au UK Modern Slavery Act, tandis que Citelum et Norte Fluminense ont choisi de se faire certifier SA 8000 par un organisme indépendant, cette certification comprenant plusieurs exigences en matière de « droits de l'homme » ;

3.3.3.1.3 Mécanisme d'alerte et *reporting*

En septembre 2018, le groupe EDF a mis en place un nouveau dispositif d'alerte permettant aux salariés et collaborateurs extérieurs (personnel intérimaire, salarié d'un prestataire de services etc.) ou occasionnels (CDD, apprentis, stagiaires etc.) du Groupe, ainsi qu'aux tiers (riverains, consommateurs, communautés locales, ONG etc.) d'effectuer un signalement conformément à la loi « Sapin II » du 9 décembre 2016, relative à la transparence, à la lutte contre la corruption et à la modernisation de la vie économique, et à la loi « Devoir de Vigilance » du 27 mars 2017 relative au devoir de vigilance des sociétés mères et des entreprises donneuses d'ordre.

Ces signalements concernent notamment une atteinte grave envers les droits humains et les libertés fondamentales, la santé et la sécurité des personnes ainsi que l'environnement résultant des activités d'EDF et des filiales du Groupe. Le harcèlement et la discrimination sont également identifiés comme une thématique particulière. Le dispositif d'alerte éthique et conformité Groupe est accessible en 6 langues en France et à l'étranger. Les filiales gestionnaires d'infrastructures régulées disposent de leurs propres dispositifs.

La protection des lanceurs d'alerte est une préoccupation fondamentale pour EDF qui a sélectionné la plateforme sécurisée BKMS® System pour réaliser et héberger l'ensemble des échanges et informations relatives aux signalements. Cette plateforme garantit le cryptage et la conservation des données en toute confidentialité sur un serveur externe déconnecté des systèmes d'informations du groupe EDF.

Dans le système d'alerte éthique, 44 alertes ont été déclarées recevables dont 48 % liées à des questions de harcèlement et de discrimination.

Les filiales et les grands projets peuvent également être conduits à mettre en place des dispositifs spécifiques de recueil des réclamations et de gestion de plaintes.

C'est par exemple le cas du projet de barrage hydroélectrique de Nachtigal au Cameroun qui dispose d'une procédure de Gestion des Requêtes et des Plaintes [(2)] : toutes les plaintes et requêtes sont a priori recevables. Les plaintes peuvent être émises par écrit, oralement (face à face, téléphone, SMS) ou par personne interposée, dans toutes les langues locales de la zone d'intervention du projet, de même que dans les langues officielles du pays (français et anglais). Seules les plaintes qui se rapportent directement aux engagements, aux activités, aux impacts, ainsi qu'à la responsabilité et au mandat du projet sont admissibles. Une investigation sera menée une fois que la plainte ou la requête aura été jugée admissible pour déterminer si la plainte est fondée. Une fois la plainte jugée fondée, elle sera traitée par le Projet. Un Comité de médiation sera accessible au plaignant s'il n'est pas satisfait du traitement apporté par le Projet. Une Commission de Recours sera accessible en dernier recours amiable si le plaignant n'était pas satisfait de la solution proposée par le Comité de médiation.

Dans les filiales, on peut citer en particulier Citelum au Mexique qui a mis en place un circuit interne de plaintes traité par la DRH. Ce circuit a fait l'objet d'une communication détaillée auprès des collaborateurs [(3)]. EDF Energy développe depuis plusieurs années un mécanisme appelé « Confidential *Reporting* of Serious Concern procedures » qui permet à tous de déposer des plaintes.

Enfin, dans le cadre du suivi de la mise en œuvre de l'accord mondial sur la RSE, il est prévu chaque année d'analyser le bilan de son application « y compris les actions liées au plan de vigilance » notamment en matière de respect des droits de l'homme.

3.3.3.2 Santé/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. La politique développement durable d'EDF comporte un volet santé afin de 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. En 2018, une étude réalisée par le Service des Etudes Médicales d'EDF, en lien avec la R&D, montre que l'investissement dans un programme de rénovation énergétique adapté permet de générer des économies pour le système de santé d'autant plus importantes que les revenus des ménages sont faibles. Le sujet de la santé fait l'objet d'un pilotage par les directions opérationnelles de production et de commercialisation. EDF ambitionne de voir ses offres liées à l'électricité reconnues comme concourant au confort, au bien-être et ainsi à la santé des individus. En 2018, le thème Santé, explicitement intégré dans la politique Développement Durable du groupe EDF, a fait l'objet d'un travail inter-directions en vue de mieux définir la communication de l'entreprise sur le sujet. EDF a également publié en 2018 ses 50 engagements pour une communication plus responsable (*cf.* section 3.1.3.3.6 « Formation et sensibilisation au DD »). Parmi ceux-ci, EDF s'engage à toujours adapter et rendre accessible l'ensemble de ses communications publicitaires aux publics porteurs de handicap visuel ou auditif et à rendre accessible l'ensemble de ses lieux d'accueils du public. Sur les questions de santé et de sécurité, EDF dispose également d'un conseil médical (*cf.* section 3.1.1.2.2 « Les panels de parties prenantes »).

(1) Méthode élaborée par IFC, Société financière internationale.
(2) Pour le système de plaintes, voir : nachtigal-hpp.com/index.php/gestion-des-requetes-et-des-plaintes.html
(3) Aucune plainte n'est remontée depuis sa mise en place en cours d'année 2018.

L'ensemble des actions du Groupe en matière de santé/sécurité des consommateurs s'inscrit autour de trois grands domaines [1] :

- la maîtrise des risques ;
- la sensibilisation des parties prenantes ;
- les offres commerciales.

3.3.3.2.1 En matière de maîtrise des risques

Dix-sept sites ou filiales sont certifiés OHSAS 18001, norme qui indique la méthode de mise en place d'un *management* de la santé et de la sécurité en vue d'une meilleure gestion des risques. En 2018, 100 % des sites d'ingénierie et de production [2] déjà certifiés (centrales nucléaires, thermiques et hydrauliques) ont maintenu leur certification OHSAS 18001 en 2018, réalisée par l'organisme externe indépendant Afnor Certification, qui a effectué 17 audits OHSAS 18001 pour le compte du groupe EDF.

EDF mène des travaux de recherche sur l'évaluation des impacts des installations de production sur l'homme et les écosystèmes (*via* tous rejets chimiques ou radiologiques par exemple). Des procédés ou produits de substitutions sont testés et évalués pour réduire les risques sanitaires des riverains et des salariés.

L'un des sujets les plus sensibles concerne les nuisances sonores. À titre d'exemples :

- pour le domaine hydraulique, dont les aménagements sont souvent insérés dans des zones d'habitats, des actions sont entreprises pour limiter les impacts sonores pour les riverains et pour les fournisseurs et sous-traitants. Tous les aménagements hydrauliques d'EDF HYDRO possèdent un Document Unique d'Evaluation des Risques (DUER) et tous les travaux d'entreprises extérieures comportant des risques font l'objet d'un Plan de Prévention formalisé conformément à la loi ;
- EDF Renouvelables dispose d'une compétence interne dédiée aux aspects acoustiques. En phase de développement, des études acoustiques sont réalisées pour chaque projet éolien afin d 'évaluer les impacts et de les minimiser dès la conception. La puissance sonore des turbines fait partie des critères de sélection des machines à l'achat. EDF Renouvelables 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.

3.3.3.2.2 En matière de sensibilisation

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.

Pour les clients du marché d'affaires, EDF dispose d'Experts qui réalisent des audits sur la sécurité des installations électriques. Les aspects Qualité de Vie au Travail sont suivis avec nos prestataires lors des comités de pilotage.

Sur le gaz, EDF précise, dans ses conditions particulières de vente et le courrier d'accompagnement envoyé aux clients, que les informations relatives à la sécurité Gaz Naturel sont consultables sur le site edfentreprises.fr.

Dans le cadre du plan d'action renforcé de Dalkia sur la santé et sécurité, la charte santé-sécurité des sous-traitants continue d'être déployée en lien avec la mise en place de l'évaluation sécurité des sous-traitants. En 2018, un certains nombres d'actions ont été mises en place par les entités pour mieux impliquer les sous-traitants sur ces sujets notamment *via* des audits sécurité de sous-traitants.

Electricité 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.

S'agissant du distributeur Enedis [3], l'action porte sur la sécurité des tiers à proximité des ouvrages électriques. 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, etc. 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 2018, notamment avec des organisations représentatives des activités agricoles, du BTP, des loisirs aériens, de la pêche et des sapeurs-pompiers. 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 2018, Enedis était notamment présente au Salon international de l'agriculture et est intervenue comme chaque année dans une émission télévisée de Campagne TV.

Depuis plusieurs années, Enedis et RTE se sont associés dans une campagne de communication pour diffuser des conseils de prudence aux personnes qui exercent une activité à proximité des ouvrages électriques. Cette campagne de prévention s'appuie désormais sur le message : « Electricité Prudence Gardons nos distances » et délivre des conseils qui rappellent aux différents publics les différentes précautions à prendre à proximité des ouvrages. Un site Internet est dédié à ces recommandations et des messages de sécurité sont intégrés dans l'application « Enedis à mes côtés ». Ces informations portent notamment sur les travaux à proximité des lignes, l'élagage, le perçage ou l'utilisation en toute sécurité de groupes électrogènes.

S'agissant des territoires insulaires, EDF mène des actions spécifiques en fonction des risques et des caractéristiques territoriales, et adapte ses campagnes de sensibilisation aux périodes touristiques, ou cycloniques. En période hivernale, EDF Energy sensibilise plus particulièrement ses clients les plus vulnérables.

3.3.3.2.3 En matière d'offres commerciales

Les offres commerciales attenantes aux questions de santé et de bien-être prennent la forme de conseils, de travaux, d'appui au pilotage d'installations mais aussi par d'offres ciblées.

S'agissant des conseils, le site edf. fr traite abondamment du confort thermique et du bien-être des occupants ; cela va des conseils sous forme de simulateurs sélections d'objets connectés (thermostats, station météo, ampoules) permettant de gagner en confort. Dans le domaine des travaux, des services de dépannage en moins de 3 heures, 24 h/24 et 7 j/7 sont proposés en cas de panne d'électricité, de gaz ou de plomberie. EDF facilite les travaux destinés à gagner en confort par la mise en relation avec des partenaires qualifiés (partenaires Solutions Habitat d'EDF) et l'aide au financement des travaux.

En matière de pilotage d'installations, Sowee propose une station connectée. La Station Sowee permet au client de disposer de services impactant les questions de santé : pilotage intelligent du chauffage ; capteurs de mesure du niveau de CO_2 et d'humidité de la pièce, affichage des mesures et des alertes associées, mesure du niveau sonore de la pièce, accès aux indicateurs de pollution de l'air extérieur, en temps réel (partenariat passé avec Plume Labs), conseils personnalisés d'optimisation. En Italie, Edison agit en faveur du confort domestique *via* Assistenza Casa, société spécialisée dans les services innovants de maintenance et de réparation qui mobilise un réseau de 1 400 artisans et sert 300 000 clients.

À destination des seniors, EDF a initié le 15 novembre 2018 une expérimentation destinée à faciliter le maintien à domicile de seniors vivants seuls (« Mon Parent & moi »). Pour les organismes de santé, Dalkia déploie l'offre SERENIS (qualité et disponibilité des énergies, conformité réglementaire des installations, procédures de maîtrise des risques sanitaires).

(1) On rappelle par ailleurs que 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 afin 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.

(2) 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 Renouvelables Services, EDF PEI, Dalkia France, Dalkia Wastenergy).

(3) Enedis est une filiale gérée en toute indépendance.

3.3.3.3 Communautés voisines de nos ouvrages

Le groupe EDF est présent dans de nombreux pays et contribue au développement durable des territoires où il opère. Ces actions apportent des ressources fiscales aux territoires, et contribuent au développement économique et à l'emploi.

3.3.3.3.1 Contribution au développement économique

La Direction des Achats Groupe 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 ;
- et, concernant les *start-up* et les PME innovantes, d'un processus d'achats et des contrats-types adaptés. 3 chiffres clés de l'achat d'innovation : 40 cas de tests, 45 000 euros de budget moyen, 100 contrats potentiels chaque année ;
- d'un espace dédié sur le site institutionnel edf. fr (guichet unique pour les PME).

Globalement, les achats aux PME représentent 25 % des achats réalisés par la Direction des Achats Groupe [1].

Part des achats aux PME	2018	2017	2016
PME	23,7 %	23,5 %	26,0 %
ETI	23,5 %	25,0 %	24,8 %

La Division Thermique, Expertise et Appui industriel Multi-métiers (DTEAM, ex-DPIT) a engagé un programme important afin d'accompagner les travaux de déconstruction des 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 DTEAM.

Suite à la fermeture de la centrale thermique d'Aramon, et après un diagnostic territorial partagé, une charte de développement partenariale a été signée avec l'ensemble des parties prenantes : des comités techniques et comités de développement se sont tenus sous l'égide du préfet, évoluant en projet de Cleantech Vallée, sur la base d'une gouvernance collaborative. Un contrat de transition écologique (CTE) a été signé le 14 décembre par l'État avec la communauté de communes du Pont du Gard et l'Agglomération du Gard Rhodanien (un des 4 CTE expérimentaux).

Dans la vallée de la Romanche, l'entreprise s'est rapprochée de son partenaire, le Conservatoire botanique alpin, pour renaturer les berges mises à nues par le chantier. Cette approche volontaire bénéficie à l'économie régionale, favorisant le développement de producteurs de plants et d'essences végétales.

En Corse, SEI a noué une convention « Smart Pyse » avec l'université SITEC pour le village de Colzanno. L'objectif est de fournir un ensemble d'outils, d'objets et de solutions technologiques (capteurs – communication – outils d'optimisation) permettant d'agir sur différentes stratégies dans le cadre d'un développement écologique et durable d'une commune. Priorité est donnée à la surveillance environnementale, à l'efficacité énergétique, à la gestion de l'eau et des déchets, et au développement des usages du numérique au service du citoyen et des activités du mode rural.

La Direction Commerce accompagne les territoires ruraux *via* les programmes d'économie d'énergie dans les Territoires à énergie positive pour la croissance verte (CEE TEPCV). Elle développe l'offre de prestation d'étude de stratégie énergétique territoriale à destination, notamment, des TEPCV situés en territoire rural : L'Esquisse énergétique permet d'appréhender les leviers de décarbonation du territoire et de cibler des actions concrètes à engager.

Au Chili, EDF Renouvelables a reçu le 3e prix du concours "bonnes pratiques environnementales" de l'Association des Producteurs d'Electricité (Generadoras). Dans le Cadre du projet de centrale photovoltaïque Santiago Solar, un programme sociétal a été mis en place, qui comprend notamment une solution de transport collectif pour désenclaver la communauté locale, l'installation de panneaux solaires pour contribuer à la réalisation d'économies, ainsi qu'un projet emblématique de reforestation de 150 ha grâce à une pépinière qui emploie les femmes de la communauté.

EDF Norte Fluminense soutient les activités des ONG en matière de préservation de l'environnement (Associação Mico Leão Dourado), d'amélioration du sport et de la qualité de vie des communautés locales (Fondation Macaé Basquete, Guanabara Rugby et Gol de Letra), de projets culturels (utilisant le bénéfice d'une loi fédérale sur les incitations fiscales).

Au Vietnam, MECO dispose de programmes de RSE dans le sud du pays qui développent des actions concrètes en faveur des communautés locales : rénover les toilettes pour les étudiants et les salles de bains masculins et féminins ; construire la nouvelle salle de classe et la salle de la bibliothèque dans le domaine des minorités ethniques ; venir en aide aux enfants pauvres des minorités ethniques et aux personnes handicapées et les orphelins. Ces opérations ont pour vocation d'éradiquer l'analphabétisme pour les enfants des minorités ethniques et d'aider la communauté nouvelle à s'installer, vivre et grandir.

Pour la société NTPC qui exploite le barrage de Nam Theun, l'année 2018 a été marquée par la fermeture de la RIP (Resettlement Implementation Period) par la Banque Mondiale. Cette décision achève la période de relogement des populations et de création d'activités économiques nouvelles. Elle permet à NTPC de mettre en œuvre sa décision de créer un fond de 800 M$ pour soutenir le développement économique local dans le cadre de son engagement d'entreprise responsable.

3.3.3.3.2 Contribution à la fiscalité locale

cf. section 3.5.2.2 « Impôts payés par le Groupe ».

3.3.3.3.3 Contribution à la création ou au maintien d'emplois

Partout où il opère, l'impact du groupe EDF en matière d'emploi est important. C'est le cas pour les emplois directs [2] comme pour les emplois indirects.

Dans le cadre du programme industriel majeur du Grand Carénage, 4 milliards d'euros sont investis chaque année par EDF sur l'ensemble des installations. La production nucléaire est un des tout premiers donneurs d'ordre à l'industrie française et la 3e filière industrielle française, avec plus de 25 000 emplois directs EDF et de 33 000 emplois indirects, répartis au sein de plus de 2 500 entreprises (PME, ETI, *start-up* etc.). D'après la troisième étude de l'empreinte emploi des métiers de la production ingénierie, l'effet sur l'emploi national en nombre d'emplois par type d'impact pour l'ingénierie nucléaire représente 6 349 emplois directs, dont 1 470 alternants et contrats de professionnalisation pour un total de 70 070 emplois en incluant les emplois indirects de rang 1, les emplois indirects sur le reste de la chaîne de fournisseurs, les emplois induits par la consommation des ménages et les emplois induits par les dépenses des administrations publiques. Les flux économiques étudiés injectés dans l'économie française ont représenté 2 864 millions d'euros d'achats directs [3]. Au Royaume-Uni, EDF Energy va créer 25 000 emplois sur le site d'Hinkley Point durant la période de construction.

(1) Achats réalisés par la Direction des Achats Groupe pour EDF et Enedis, sur la période de référence.
(2) Cf. section 3.4 « Autres thématiques du domaine Ressources Humaines ».
(3) Empreinte emploi nucléaire et thermique 2017.

Concernant les trois projets éoliens en mer de Fécamp, Courseulles-sur-Mer et Saint-Nazaire, EDF Renouvelables contribue à la création d'une filière industrielle nationale pour l'éolien en mer évaluée à près de 7 000 emplois directs et indirects [1]. Par ses activités dans la filière biomasse, Dalkia génère des emplois de proximité non délocalisables, à hauteur d'environ 2 000 emplois en France ; de manière plus générale, ce sont environ 50 000 emplois qui sont soutenus en France par Dalkia, de manière directe, indirecte et induite [2].

3.3.3.4 Achats responsables



3.3.3.4.1 Démarche d'achats responsables

En matière de supply-chain, la démarche d'achats responsables d'EDF se situe 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 Charte Développement Durable, établie en 2006 et mise à jour en 2014, qui est une pièce constitutive de chaque marché. 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 adapté et protégé, et aux structures d'insertion par l'activité économique [3].

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.

Les grandes filiales comme Dalkia ou EDF Energy, ont mis en place des chartes de développement durable et dispositifs d'évaluation DDRS [4]. Elles intègrent par exemple dans leurs conditions générales d'achat (CGA) une clause spécifique relative au développement durable (clause environnementale et clause sociale). EDF Renouvelables a déployé une charte développement durable pour les fournisseurs et sous-traitants, intègre des critères environnementaux et sociaux dans les systèmes de qualification et les audits de ses fournisseurs d'équipements clefs (notamment turbines, panneaux solaires) et développe des collaborations au niveau corporate avec ses fournisseurs stratégiques pour avancer sur les enjeux environnementaux et sociaux de l'industrie.

À l'usage de l'ensemble des acteurs du processus de contractualisation, et adossé 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. L'engagement déontologique obligatoire signé par chaque acheteur rappelle les principes à respecter dans les relations avec les fournisseurs et les entreprises candidates.

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 du respect des délais de paiement et des actions de pricing. Egalement, le groupe EDF propose à ses fournisseurs 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 [5].

RÉSULTATS SUR L'AFFACTURAGE INVERSE

Affacturage inversé collaboratif	2018	2017	2016
Nb de fournisseurs bénéficiaires	623	423	N.C*
Montants concernés *(millions d'euros)*	744	522	148

* *Non Communiqué*

3.3.3.4.2 Relations avec les fournisseurs

L'écoute est au cœur de la relation entre EDF et ses fournisseurs. Depuis plusieurs années, 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.

En 2018, un audit de suivi a confirmé le Label « Relations Fournisseurs et Achats Responsables » délivré à EDF dès 2015 par le ministère de l'Economie, la Médiation des entreprises et le Conseil national des achats (CNA), qui distingue les entreprises qui entretiennent des relations durables et équilibrées avec leurs fournisseurs [6].

EDF met à la disposition de ses fournisseurs un espace dédié sur son site Internet institutionnel qui :

- permet aux fournisseurs de se faire connaître, et d'accéder à des espaces dédiés aux prestataires du nucléaire et de l'hydraulique, ainsi qu'aux PME disposant d'un « guichet unique » où elles peuvent déposer leurs offres de produits et services ;
- donne accès au portail achats groupe, outil de dialogue accessible aux fournisseurs référencés, et à tous outils et documents de référence, accessible à tous les fournisseurs (notamment les conditions générales d'achats « petites commandes » et « simplifiées » et les conditions d'application à EDF du RGPD – Règlement Européen de Protection des Données Personnelles).

Egalement, la Direction des Achats Groupe met à la disposition des fournisseurs et prestataires le numéro vert 08.00.97.10.79 pour signaler, en toute confidentialité, toute difficulté rencontrée dans leur relation commerciale, et qui ne saurait être traitée dans le cadre du suivi normal des relations contractuelles.

Enfin, des 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 « CAP ENR » ou les ateliers « Une rivière, un territoire » en matière d'accompagnement des territoires. Pour faciliter encore l'échange, la Direction des Achats Groupe organise trois fois par an des Journées Fournisseurs thématiques, par grands domaines d'achat (production et ingénierie, informatique et télécommunications, tertiaire et prestations). En 2018, ces rencontres ont été organisées autour des thématiques suivantes : la cybersécurité et le partenariat productivité.

En 2018, la Direction des Achats Groupe poursuit sa transformation et lance le projet Procure to Pay (P2P) qui a pour objectif, par association des parties prenantes internes et externes, d'optimiser la relation fournisseur, les délais et les coûts ; par exemple, simplifier encore la relation avec nos fournisseurs en digitalisant les échanges.

(1) Il s'agit des trois projets éoliens en mer confirmés par le Président de la République qu'EDF Renouvelables développe avec ses partenaires Enbridge Inc. et WPD. A l'issue de la négociation, le lancement de ces trois projets permettra la création d'une filière industrielle nationale pour l'éolien en mer de près de 7 000 emplois directs et indirects. Ces projets permettront de couvrir l'équivalent de la consommation électrique de plus de 2 000 000 de personnes.

(2) Eléments 2017.

(3) Cf. section 3.4 « Autres thématiques du domaine Ressources Humaines ».

(4) Développement Durable et Responsabilité Sociétale (DDRS).

(5) EDF fait ainsi bénéficier ses fournisseurs d'un taux d'intérêt basé sur son propre risque financier et sur sa qualité de signature.

(6) EDF est l'un des premiers signataires de la Charte Relations Fournisseurs Responsables.

En 2018, la Direction des Achats Groupe poursuit son action volontariste de « Partenariats Productivité » avec les fournisseurs, dans une démarche gagnant-gagnant. Il s'agit d'une amélioration de la performance d'exécution du contrat au travers d'une coopération entre EDF et son fournisseur et conduisant à un partage des gains, qui peuvent être financiers (gains directs) ou organisationnels et techniques (gains indirects liés à des réductions de durée de chantier ou des coûts évités par exemple).

Les résultats sont en progression :

	2018	2017	2016
Gains de productivité *(en millions euros)*	96,4	56,8	50,0

En 2017, EDF avait renforcé son dispositif 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'offre 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.

3.3.3.4.3 Évaluation des fournisseurs

En 2018, la Direction des Achats Groupe a renforcé son dispositif de contrôle éthique et conformité des fournisseurs initié en 2017. Ces contrôles de niveau 1 visent à protéger EDF contre les risques de sanction ou de réputation liés à des pratiques illicites de nos fournisseurs. En 2018, la Direction des Achats Groupe a réalisé plus de 3 100 contrôles contre plus de 1 200 en 2017.

D'une manière plus générale, les contrats comportent des clauses obligeant les fournisseurs à mettre en œuvre des plans d'actions correctifs en cas de non-respect ou d'écarts graves constatés avec les exigences légales et développement durable – Responsabilité sociale (DDRS).

Le respect de ces engagements est principalement assuré par un dispositif priorisant les évaluations selon une cartographie des risques couvrant les 253 segments d'achats d'EDF. 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) pour des montants d'achats supérieur à 400 k€.

En 2018, la Direction des Achats Groupe d'EDF a réalisé 96 nouvelles évaluations « Développement Durable – Responsabilité Sociale » réparties en 43 questionnaires et 53 audits, sur la base de la cartographie des risques RSE de la segmentation des achats.

La Direction des Achats Groupe utilise, pour adresser ces questionnaires, la plate-forme Internet d'évaluation et de dialogue Acesia de l'Afnor. Les questionnaires renseignés par le fournisseur font l'objet d'une vérification systématique (et indépendante) par les équipes de l'Afnor. Pour ses audits sur sites, la Direction des Achats Groupe mandate des auditeurs externes. Ces outils permettent aux acheteurs et aux fournisseurs de partager une démarche de progrès continue en matière de responsabilité sociale.

À fin 2018, près de 1 700 fournisseurs auront été questionnés par la plateforme Acesia, dont plus de 770 évalués et contrôlés. L'objectif est d'adresser un questionnaire à tous les fournisseurs ayant un marché de montant supérieur à 400 k€, avec un niveau de risque majeur ou fort.

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 questionnaires.

La Direction des Achats Groupe diligente des audits dans le monde entier. En 2018, 60 % des audits ont porté sur des sites fournisseurs implantés en Europe (dont 72 % en France), 25 % en Asie et 15 % en Afrique du Nord – Moyen Orient. Ces audits ont permis de détecter principalement des écarts sur les aspects sociaux suivants : non-respect des salaires minimums, irrégularités dans le suivi du temps de travail, des temps de repos et des heures supplémentaires (fournisseurs situés en Asie principalement, avec un cas d'un fournisseur implanté en Europe) ; absence de mesures pour réduire les écarts salariaux homme/femme, en Asie comme en Europe ; absence de suivi des accidents du travail de leurs sous-traitants. Pour les fournisseurs européens, les principaux axes d'amélioration possibles portent sur l'intégration du dispositif « devoir de vigilance », qui est encore peu développé à l'échelle locale, y compris dans les grands groupes. Des progrès sont également attendus sur le contenu des formations des personnels, qui reste encore trop orienté « santé-sécurité au travail » et sur les démarches de certification (ISO 9001 ou ISO 14001) qui pourraient être élargies au système de *management* de la santé et de la sécurité. Concernant les aspects environnementaux, en Europe comme en Asie, des écarts sont encore constatés sur le tri ou l'élimination des déchets ; en Asie, des efforts restent à mener sur le suivi régulier des émissions atmosphériques, des rejets d'effluents et l'identification et le stockage des produits chimiques.

Tous les fournisseurs concernés par des évaluations « non satisfaisantes » ou « insuffisantes » transmettent 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. En 2018, la Direction des Achats Groupe a notamment fait réaliser un audit de suivi chez un fournisseur en Chine suite à un audit de 2017 présentant un résultat insuffisant. Ce nouvel audit, jugé « acceptable avec commentaires », a permis de valider le plan d'actions présenté l'année dernière et de lever majoritairement les 30 observations initiales, qui portaient principalement sur les aspects santé-sécurité, temps de travail et rémunération.

Par ailleurs, ces audits ont permis de détecter de bonnes pratiques et tendances. Pour les fournisseurs implantés en Asie, des engagements sont pris pour améliorer la sécurité et les conditions de travail de salariés (repas et transports gratuits par exemple). En Europe, les systèmes de *management*s sont majoritairement certifiés et de nombreuses initiatives sont mises en place pour renforcer l'ancrage territorial, que ce soit en matière de limitation des déchets et réemploi (don de matériel informatique à des écoles) ou de protection de la biodiversité ou encore de développement de bassins d'emploi.

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 mises en œuvre si nécessaire. Edison recourt à une plateforme d'auto-évaluation, articulée notamment autour des dix principes du Global Compact, et partagée avec d'autres entreprises.

3.3.3.4.4 Chaîne d'approvisionnement de l'uranium et du charbon

Concernant l'approvisionnement responsable en charbon, EDF a été membre fondateur de Bettercoal, initiative lancée en 2011 réunissant des énergéticiens, des institutions portuaires et des terminaux de charbon. Il s'agit d'un dispositif visant 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 sont respectés.

La démarche opérationnelle (audits et auto-évaluations) s'articule autour d'un Code couvrant les principes éthiques, sociaux et environnementaux et des dispositions pertinentes pour les compagnies minières. Ce référentiel prend notamment en compte des exigences de performance générale, y compris les systèmes de *management*, mais aussi de performance concernant :

- l'éthique et la transparence ;
- les droits de l'homme et du travail et les questions sociales, y compris la santé et la sécurité ;
- l'environnement.

Le Code et différentes ressources sont en libre accès sur le site Internet de Bettercoal. Les résultats d'audits sont partagés entre membres, en respectant les principes anti-trust.

Les contrats d'achat de charbon ayant été repris à compter de début 2018 par JERA Trading (JERAT), suite à l'acquisition en 2017 de l'activité Trading et fret charbon

d'EDF Trading, JERAT a rejoint Bettercoal en tant que membre. EDF, qui ne gère plus de contrats d'achat en relation directe avec les entreprises minières ou le marché, n'a pas renouvelé son adhésion en 2018, préférant que JERAT, qui est dorénavant son fournisseur, devienne membre, permettant par ailleurs le développement de l'influence de Bettercoal en Asie. Les approvisionnements d'EDF en charbon restent ainsi couverts par Bettercoal. EDF demeure un actif promoteur de Bettercoal.

Concernant l'uranium, dont les gisements se trouvent essentiellement en Australie, aux États-Unis, au Canada, au Kazakhstan, en Afrique du Sud et en Russie, EDF s'approvisionne principalement à long terme *via* des contrats diversifiés en termes d'origines et de fournisseurs, dans la plupart des principaux pays producteurs. 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 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. Ce référentiel 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 des sites après exploitation.

EDF réalise chaque année des audits de mines, via des moyens internes. Les rapports d'audits présentent en conclusion les points forts, recommandations et suggestions (à ce jour, aucun point sensible n'a été souligné). Ces points sont repris dans les plans d'amélioration établis par les compagnies minières et suivis par EDF. Parmi les recommandations ou suggestions les plus récurrentes, d'une mine à l'autre, on trouve par exemple des questions relatives à la santé-sécurité comme le port des équipements individuels de protection, l'affichage des consignes de sécurité, le suivi des accidents, le contrôle radiologique (« pas de port systématique des gants », « pas de port de lunettes dans l'installation de ventilation alors qu'un panneau le rappelle », « les accidents des prestataires sont suivis mais ne sont pas intégrés dans les indicateurs globaux du site », « pas de vérification de la contamination sur de petits objets, lunettes, etc. »), ainsi que des points relatifs au suivi des émissions de CO_2 ou des propositions relatives au bien-être au travail (*housekeeping* de vestiaires, lampes « lumière du jour » dans les refuges souterrains, etc.). EDF a réalisé deux audits de mines en 2018.

Les contrats signés par EDF ont été progressivement complétés par des clauses autorisant la réalisation d'audits et listant les attentes d'EDF en matière de respect par le fournisseur et ses sous-traitants des droits fondamentaux et des principaux standards internationaux.

3.3.3.5 L'action d'EDF en matière d'accès à l'énergie

Aujourd'hui, un peu moins d'un milliard de personnes dans le monde n'ont pas accès à l'électricité et 50 % d'entre elles se trouvent en Afrique subsaharienne. 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. EDF poursuit son action dans ce domaine et a renouvelé ses modèles au-delà des actions menées depuis de nombreuses années par ses filiales de services décentralisés. Les évolutions en matière de technologie, de coût des équipements, et de modèles économiques locaux ouvrent des possibilités nouvelles d'action et de massification. EDF développe de nouveaux modèles d'affaires alliant son savoir-faire traditionnel aux innovations technologiques et financières.

EDF et *Off Grid* Electric sont partenaires dans la distribution d'énergie solaire hors réseaux, en Afrique. Ils installent et assurent la maintenance de kits solaires à destination de foyers ruraux et périurbains. La société commune, ZECI, en Côte d'Ivoire, a l'ambition d'atteindre une part de marché de 20 % à horizon 2020. Début 2018, les deux entreprises, associées à un partenaire industriel ghanéen CH Group, ont lancé une nouvelle offre de kits solaires *off grid* destinés au marché du Ghana, portée par la co-entreprise dédiée : ZEGHA. Cette offre conforte l'*off grid* comme axe majeur du développement d'EDF en Afrique (voir section 1.4.5.3.9 « *Off Grid* - Énergie hors réseaux »).

Par ailleurs, la plupart des projets d'EDF, a fortiori en Afrique et en Asie, ont notamment pour objectif d'améliorer l'accès à l'énergie aux échelles locale, régionale et nationale. Ainsi, fin 2018, EDF a signé les accords engageants et définitifs portant sur la construction de l'aménagement hydroélectrique de Nachtigal au Cameroun. Ce projet d'usine hydroélectrique de 420 MW constitue la pierre angulaire du plan stratégique camerounais pour le développement du secteur de l'électricité, Nachtigal constitue une priorité nationale pour sécuriser le système électrique du Cameroun.

En Guyane, EDF est engagé dans le programme d'électrification des écarts du Haut-Maroni, avec la construction de centrales de production hybride associant généralement système photovoltaïque, batteries de stockage et un moteur diesel en complément (voir section 1.4.4.3 « Systèmes énergétiques insulaires »).

3.4 AUTRES THÉMATIQUES DU DOMAINE RESSOURCES HUMAINES

Au delà de l'Objectif de Responsabilité d'Entreprise n° 2 détaillé précédemment (*cf.* section 3.2.2) 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 reste 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 vise également l'exemplarité en matière d'innovation sociale en impulsant une démarche participative et en facilitant l'échange de bonnes pratiques, afin d'instaurer une performance durable.

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, le groupe EDF agit dans le respect de ses valeurs, en exigeant de tout son corps social éthique, intégrité et respect des droits fondamentaux.

Un nouvel accord RSE a été signé en juin 2018 par l'ensemble des syndicats du Groupe ainsi que par deux fédérations mondiales (Industri All et PSI). C'est désormais un accord cadre qui s'applique à l'ensemble des salariés du Groupe et des sous traitants du Groupe. Il définit de grands principes sur :

- le respect et l'intégrité ;
- le développement des hommes et des femmes ;
- le dialogue et la concertation ;
- le soutien aux populations et les impacts sur les territoires.

3.4.1 L'EXCELLENCE PROFESSIONNELLE, EMPLOI ET DÉVELOPPEMENT DES COMPÉTENCES

3.4.1.1 Les effectifs Groupe en 2018

Les effectifs consolidés du groupe EDF s'élevaient à 165 790 salariés au 31 décembre 2018, dont 5 sociétés avec un effectif de plus de 10 000 salariés : EDF (65 368), Enedis (38 691), Framatome (14 545), Dalkia (16 017), EDF Energy (13 460).

Hors les effets périmètre - et notamment l'intégration des effectifs de Framatome au 1er janvier 2018, cet effectif global est en augmentation par rapport à fin 2017 (+ 0.5 %) dans un contexte de transition énergétique, d'évolutions technologiques et, en France, de pression concurrentielle accrue.

Effectifs du Groupe en France

Au périmètre France, les sociétés du Groupe totalisent 131 409 salariés [(1)] au 31 décembre 2018, effectif stable sur les 3 dernières années hors effet de la modification des règles de comptabilisation géographique des effectifs des sociétés du Groupe [(2)].

Cette stabilité relative de l'effectif traduit en réalité une évolution contrastée des sociétés du groupe EDF en France, certaines en forte croissance pour accompagner leur développement (notamment + 9.9 % pour EDF Renouvelables, + 4.1 % pour Framatome, + 10.8 % pour Citelum, + 4 % pour SOCODEI), d'autres qui doivent ajuster leurs effectifs à une charge d'activité en baisse, notamment EDF (-2.4 %).

Avec 65 163 salariés présents en France, au 31 décembre 2018, EDF poursuit la transformation engagée depuis 2016 pour réussir ses projets de développement (Nouveau Nucléaire, énergies renouvelables, développement à l'international, offres de fourniture d'énergie et de services etc.) et adapter ses modèles d'activité. Ces adaptations conduisent à une diminution progressive des effectifs (-4.8 % depuis fin 2016) et ciblent principalement :

- l'activité commerciale en conséquence des pertes de parts de marché ;
- le thermique à flamme avec l'arrêt d'exploitation des tranches de production concernées ;
- les pépinières techniques en forte diminution après le pic du renouvellement nécessaire des compétences pour faire face aux départs en retraite ;
- les efforts de productivité engagés en termes de simplification et de digitalisation des processus ;
- l'optimisation des fonctions support ;
- le nouveau modèle de gestion des activités immobilières.

Effectifs du Groupe à l'international (filiales consolidées)

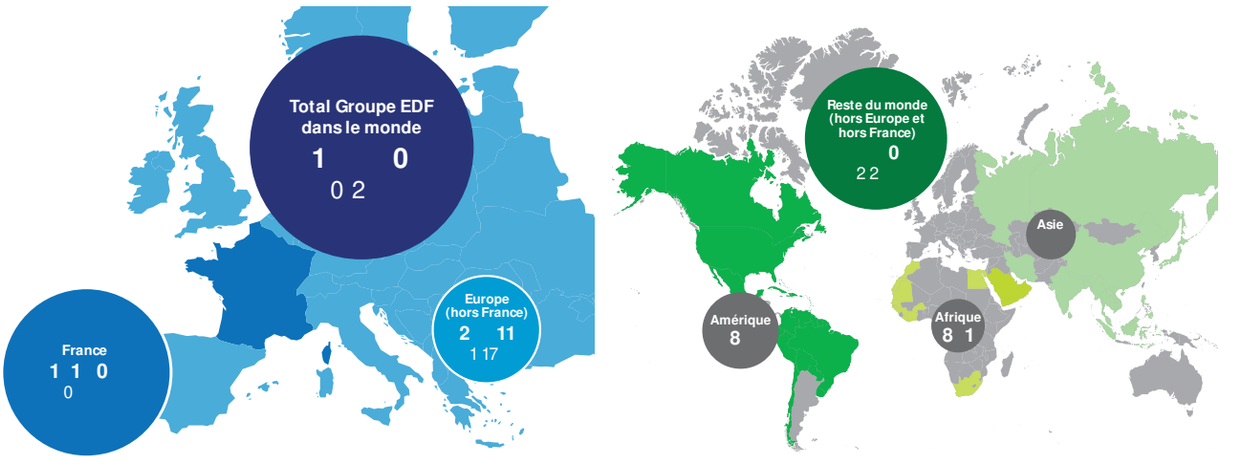
Au périmètre international, le Groupe compte près de 34 500 salariés, en hausse de + 0,6 % par rapport à fin 2017, avec une implantation prédominante en Europe (27 000 salariés sont européens hors France). Cette évolution de l'effectif à l'international repose pour l'essentiel sur le développement d'EDF Renouvelables (notamment en Allemagne, au Royaume Uni, en Amérique et en Chine) ainsi que sur celui d'Edison et d'EDF Luminus en Europe.

Le tableau ci-dessous indique la répartition des effectifs des filiales et participations internationales retenues dans le périmètre de consolidation du groupe EDF ainsi que l'évolution de leur effectif depuis fin 2017.

(1) L'évolution de l'effectif du groupe EDF en France entre 2017 et 2018 prend en compte l'effectif de Framatome connu au 31/12/2017, soit 8 521 salariés.

(2) A compter du document de référence 2018, une évolution du système d'information EDIFIS permet de comptabiliser les effectifs au pays auquel ils sont dûment rattachés géographiquement, et non au pays dans lequel se situe le siège social de la société. Les chiffres et % d'évolution annoncés dans la suite du chapitre, prennent en compte cette nouvelle règle de comptabilisation géographique des effectifs.

Effectifs du groupe EDF dans le monde au 31 décembre 2018



France

EDF SA : 65 163 2
ENEDIS : 38 691 0 1
DALKIA : 13 745 12
FRAMATOME : 8 872 12
EDF RENOUVELABLES : 1 541 1
ELECTRICITÉ DE STRASBOURG : 1 107 0
CHAM : 890
CITELUM : 554 10 0
GROUPE PEI : 431 0
SOCODEI : 287
G2S : 58
AUTRES SOCIÉTÉS : 70 0

Total : 131 409 / -0,43 %

Europe (hors France)

EDF ENERGY : 13 440 70
EDISON : 4 637
FRAMATOME : 3 259 1 1
EDF LUMINUS : 2 048 7
DALKIA : 1 649
EDF RENOUVELABLES : 842 11 7
CITELUM : 572 0 0
EDF TRADING : 396 1
EDF SA : 68

Total : 26 911 / +1,17 %

Reste du monde

EDF RENOUVELABLES : 1 470 / 10
CITELUM : 1 348 /
FRAMATOME : 2 414 / 0
EDISON : 735 / 22 0
DALKIA* : 623 / 2
EDF TRADING* : 423 / 2
CHINA HOLDING CO : 140 / 2
EDF SA : 137 / -
EDF NORTE FLUMINENSE : 101* / 1
MECO : 77* /
EDF LUMINUS : 2 /

Total : 7 470 / -2,24 %

Asie

EDF RENOUVELABLES : **104**
CITELUM : **152**
FRAMATOME : **102**
DALKIA : **102**
EDF TRADING : **9**
CHINA HOLDING CO : **140**
EDF SA : **77**
MECO : **77**
EDF LUMINUS : **2**

Total : 765

Amérique

EDF RENOUVELABLES : **1 268**
CITELUM : **1 190**
FRAMATOME : **2 312**
DALKIA : **521**
EDF TRADING : **414**
EDF SA : **28**
EDF NORTE FLUMINENSE : **101**

Total : 5 834

Afrique

EDF RENOUVELABLES : **98**
CITELUM : **6**
EDISON : **735**
EDF SA : **32**

Total : 871

* Dalkia : 102 salariés en Russie
EDF Trading : 414 salariés aux États Unis
EDF Norte Fluminense : 101 salariés au Brésil
Meco : 77 salariés au Vietnam

Le tableau ci-dessous indique la répartition des effectifs au 31 décembre 2018 du Groupe dans le monde :

	2018	Evolution
France	131 409	- 0,43 %
Europe (hors France)	26 911	+1,17 %
Reste du monde	7 470	- 2,24 %
TOTAL GROUPE EDF DANS LE MONDE	**165 790**	**- 0,26 %**

3.4.1.2 Les niveaux de recrutement en 2018

Le groupe EDF présente une dynamique de recrutement élevée, avec plus de 9 800 embauches en 2018.

EDF 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 principalement techniques, en tension, rares, ou en développement. Les domaines techniques et IT/numérique concentrent l'essentiel des recrutements.

Une attractivité du groupe EDF maintenue à haut niveau en 2018

Depuis 2016, la priorité a été donnée à la mobilité interne par rapport au recrutement avec des viviers internes mieux qualifiés afin de gérer la décroissance de certains métiers. En 2018 une inflexion majeure a été donnée pour aller plus loin et favoriser les mobilités entre société du Groupe. En 2018 EDF a réalisé plus de 1 172 recrutements en CDI et plus de 3 400 nouveaux contrats en alternance.

La part des cadres dans les recrutements externes s'est maintenue aux alentours de 40 % du total des recrutés. 1/3 des embauches sont issues de l'alternance, chiffre stable sur ces 3 dernières années et qui prouve l'engagement très fort d'EDF dans le dispositif d'alternance (Cf. section 3.2.2.3.2 « L'alternance : un historique solide et un engagement pour le futur »).

Aujourd'hui EDF fait face à une baisse globale de son attractivité en tant qu'employeur (notamment sur les activités nucléaires). Nos concurrents sont de plus en plus présents, à la recherche des mêmes cibles que nous : formation technique et numérique. EDF garde sa première place d'énergéticien auprès des étudiants d'écoles d'ingénieurs mais confirme un classement plus modeste dans les écoles de *management*.

EDF s'appuie sur sa marque employeur qui ne cesse d'innover pour rehausser l'attractivité du groupe EDF :

- assurer l'image digitale du groupe EDF sur la partie recrutement *via* de nouveaux projets digitaux, un site de recrutement innovant et un parcours candidat simple et pertinent ;
- assurer la promotion de nos campagnes de recrutement, de stage et d'alternance.

En 2018 EDF a structurellement refondu son processus de recrutement jusqu'alors 100 % externalisé. Une équipe de sourceurs a été constituée pour s'adapter aux enjeux du marché de l'emploi et des aspirations des candidats qui ont le choix depuis deux ans entre plusieurs offres et plusieurs employeurs. La ré-internalisation du sourcing et l'utilisation de méthodes agiles ont fourni au second semestre 2018 des premiers résultats probants : qualité des recrutements, raccourcissement des délais de recherche des candidats.

Enfin, l'offre de sourcing interne a de nouveau connu un grand succès auprès des entités. Véritable cabinet de chasse interne, le dispositif permet de sourcer les compétences en interne de toutes les directions du Groupe en France (EDF 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.

3.4.1.3 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 2018 un budget de 620 millions d'euros à la formation de ses salariés.

Le taux de salarié ayant bénéficié d'une formation en 2018 est de 83 % **[*]**.

Dans ce contexte, l'année 2018 aura été marquée par l'engagement de plusieurs transformations clés sur le champ de la formation :

- EDF a poursuivi en 2018 le projet de transformation « MyHR » qui vise à simplifier et à standardiser les processus RH (formation, mobilité/recrutement, entretiens, rémunération, emplois/compétences, talents et dirigeants), en s'appuyant sur un Système d'Information RH (SIRH) renouvelé qui sera déployé progressivement par domaine jusqu'à fin 2020.

  Sur chaque domaine, une démarche centrée sur les besoins des utilisateurs et participative a été élaborée tant sur les aspects de refonte des processus que sur la partie paramétrage de l'outil.

  Les domaines formation et mobilité/recrutement ont été engagés en priorité et sont actuellement en phase de conception et paramétrage de l'outil. Dans le domaine de la formation, l'ambition du projet est de mieux anticiper les besoins, de faciliter le pilotage de la performance de l'investissement « formation » et de rendre le salarié acteur de sa professionnalisation. MyHR permettra en outre d'alléger la gestion administrative de la formation pour améliorer l'expérience des utilisateurs (salariés, *managers* et filière RH), en réduisant les délais de réponse aux demandes de formation et en automatisant les tâches répétitives.

  Les enjeux du domaine mobilité/recrutement sont de favoriser la fluidité et la transparence du marché interne de l'emploi au sein du Groupe en France en mettant l'accent sur la mobilité interne, sans pour autant occulter le recrutement externe. L'objectif est de faire se rencontrer les besoins de compétences de l'Entreprise et les aspirations professionnelles des salariés ;
- le domaine « entretiens » couvre l'ensemble des échanges, en face-à-face ou dématérialisés, au sujet de l'activité, de la performance, du développement des compétences et de la carrière du salarié. La modernisation et la fluidité des entretiens à travers la diversification de leurs gestions sont les principaux enjeux de ce processus révisé. Sur le domaine entretiens, les travaux de refonte du processus ont débuté au mois de septembre ;
- les Académies des Métiers, toujours chargées d'adapter et d'optimiser l'offre de formation du Groupe poursuivent leur développement. 2018 a été l'année de la première étape d'évolution des Académies avec la mise en place d'une nouvelle charte précisant les nouveaux domaines sur lesquels les Académies doivent accentuer leurs efforts, au premier rang desquels l'encouragement au développement de la professionnalisation en situation de travail, et l'adaptation de leur cursus pour pouvoir traiter de manière plus fluide les populations en reconversion entre deux métiers différents. Cette année, un nouveau dispositif de suivi et de pilotage s'est également mis en place : nouveaux indicateurs et tableau de bord de suivi, nouveau mode de compte – rendu devant l'instance de pilotage du dispositif d'ensemble. L'effort des années précédentes de maîtrise et d'optimisation de l'offre de formation ainsi que d'amélioration du pilotage des achats externes de formation, s'est poursuivi et amplifié, au même titre que l'accroissement de la part des heures de formation réalisées, sous le pilotage d'une maîtrise d'ouvrage. Les Académise continuent leur mobilisation dans le sens d'une meilleure performance de la formation ;
- 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.). Ainsi, en 2018, près de 33 600 salariés d'EDF ont suivi un module *e-learning* libre service sur ecampus ;
- la qualité des formations (mesure issue de l'accord collectif du 28 octobre 2016 relatif aux Compétences à EDF pour la période 2017-2019) a continué à être renforcée en 2018 : en évaluant mieux leur impact, la diversification des modalités d'apprentissage, en particulier *via* la digitalisation de la formation, est encouragée : + 15 % en 2018 de formations en libre-service par rapport à 2017, 26 % de plus de formations libre-service intégrant une évaluation finale, à noter également 2 MOOC présentant quiz, *e-learning*, forums, vidéos et documents à consulter, ayant attiré respectivement 435 et 730 salariés ;

[*] IND *Indicateur clé de performance extra-financière (cf. table de concordance DPEF en section 8.5.4)*

- les organismes internes de formations des différentes entités du Groupe en accord avec les Métiers 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, Dalkia qu'à EDF les entreprises sont référencées dans le dispositif data dock, système de référencement national de la qualité des organismes de formation (le référencement unique vaut pour tous les organismes internes d'EDF) ;
- le campus Groupe de Saclay ouvert en août 2016 a conforté sa montée en puissance au cours de l'année 2018 : près de 1 500 formations sur le Campus en 2018 ;
- 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 l'ouverture aux nouvelles modalités pédagogiques. Un Show-room illustre par l'exemple le dynamisme de l'innovation en formation des différentes entités et filiales du Groupe. La Learning Factory propose aux formateurs du Groupe des salles de créativité et des ateliers de découverte des outils innovants de la conception et de l'animation pédagogique, accueillant plus de 1 800 visiteurs internes et externes en 2018.

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 inter entreprises avec Thales et Renault a été réalisé sur la thématique « Accompagnement de l'amélioration des compétences de la gestion de projet » et des tests sur la certification Project Management Institute (PMI) ont été réalisés.

Cette démarche a été poursuivie en 2018, avec la réalisation des entretiens du *management* de projet à Saclay, rassemblant plus de 200 *managers* et Directeurs de Projet d'EDF et d'autres entreprises (Thalès, Orange, Renault), et la certification de plus de 40 chefs de projet. L'offre de formation au *management* de projets s'est élargie avec le lancement de nouvelles offres pour les *managers* de projet junior et senior.

La Chocolaterie, un incubateur interne, a accueilli plus 10 000 personnes depuis sa création en 2016 et a contribué au déploiement de plus de 100 projets grâce à des méthodes innovantes comme le « Design Thinking » ou le développement des projets business.

Une des priorités dans les années à venir est l'accompagnement de la transformation managériale d'EDF. Pour ce faire, l'UGM a lancé plusieurs chantiers pilotes avec des entités afin d'accompagner le Directeur d'Unité et son CODIR dans le diagnostic de leur situation managériale et dans l'établissement de la dimension managériale de leur projet de transformation et de leur proposer un dispositif d'accompagnement. En 2018, huit projets ont ainsi été accompagnés par l'UGM, dont 6 accompagnements d'entités opérationnelles. Des offres de formation pour les Directeurs d'Entité et les cadres supérieurs ont également été mises en place. Le savoir faire de l'UGM pourra ainsi accompagner la transformation de toute la ligne managériale.

L'UGM a également approfondi son offre de formation à destination des dirigeants du groupe, en développant un programme de formation à destination des nouveaux Directeurs d'Unité et en restructurant son offre de *learning expedition* pour les dirigeants.

Les offres de formation sur le domaine de l'énergie et de la stratégie du Groupe ont été renouvelées en 2018 et la gamme s'étoffe en 2019 avec la mise en œuvre de formations aux enjeux des parties prenantes européennes, nationales ou locales pour les dirigeants du Groupe.

Pour les *managers*, l'UGM a construit avec les métiers du Groupe une offre de formation de référence d'une cinquantaine de formations, dont plus de la moitié sont des parcours entièrement digitaux. L'effort de digitalisation des offres de formation se poursuit : toute nouvelle formation développée par l'UGM intègre désormais une composante digitale essentielle.

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 2018, près de 1 000 dirigeants et talents ont bénéficié des formations UGM.

3.4.1.4 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 » 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.

Depuis 2018, de nouveaux dispositifs d'identification des talents s'appuyant sur l'initiative individuelle sont également expérimentés, dans une approche digitale et très inclusive.

La gestion des parcours professionnels des salariés

Le groupe EDF poursuit le déploiement de sa politique d'accompagnement du salarié sur son parcours professionnel :

- l'offre d'accompagnement du salarié sur son parcours (décrite dans l'accord compétences d'EDF 2016-2019) est accessible à tous les salariés du Groupe dans l'intranet « Vivre EDF on line », plus précisément *via* un espace « Mon parcours Ma formation » ;
- Accès à des services numériques, accès à un conseiller en parcours pro, outils et conseils pour préparer son entretien professionnel chaque année, connaissance des dates des salons mobilité, en effet, les salariés en mobilité sont invités à des Salons organisés en région, ils y rencontrent des recruteurs de tous métiers du Groupe et des conseillers parcours professionnels qui les préparent à leur mobilité (CV, entretiens, pitch, outils de la mobilité, parcours externes etc.). Un e-forum mobilité en région Occitanie a revisité en 2018 les modalités de ces salons et a rencontré un large succès ;
- en 2018, les possibilités de parcours se sont élargies avec d'une part, avec une note d'application mobilité groupe France [(1)] qui précise les modalités contractuelles de mobilités entre sociétés à statut différents au sein du Groupe, et d'autre part le projet MyJob qui a permis de faire matcher le projet de salariés dont l'activité était en décroissance ou supprimé avec des postes dans des directions d'appel. Du projet MyJob a également émergé le pilote IT qui a permis de construire deux formations en alternance interne pour des salariés souhaitant devenir data scientists ou data analysts ;
- enfin une expérimentation a débuté pour favoriser des mécénats de compétences en fin de carrière : possibilité pour un salarié d'être mis à disposition dans une association pour son dernier poste avant retraite.

L'année 2018, a été marquée par de fortes transformations à EDF. Un projet s'appuyant sur les compétences transverses des salariés a été développé afin de permettre aux collaborateurs en redéploiement de trouver un métier qui leur convienne (Projet My job). Sur une année 1 266 mutations inter-directions ont eu lieu 1 169 l'année précédente. Dont 67,6 % avec changement de famille professionnelle.

(1) Note du Directeur Ressources Humaines Groupe du 16 juillet 2018.

3.4.2 RÉUNIR LES CONDITIONS DE BIEN-ÊTRE : ORGANISATION ET QUALITÉ DE VIE AU TRAVAIL

Qualité de vie au travail

Dans le cadre de sa stratégie Cap 2030, le groupe EDF poursuit son plan de transformation et d'amélioration de l'organisation du travail au travers des objectifs suivants : développer la responsabilisation, simplifier les modes de fonctionnement et favoriser l'innovation et le recours au numérique avec une priorité accordée à la santé et à la sécurité des salariés. De nombreuses initiatives et démarches sont développées au sein du Groupe qui contribuent à faire évoluer l'organisation, les conditions de travail et la qualité de vie au travail.

Plusieurs sociétés du Groupe ont développé la pratique du travail à distance. En 2018, EDF Renouvelables a signé un accord sur le télétravail et Enedis sur le travail à distance : l'accord d'EDF Renouvelables concerne le télétravail régulier et occasionnel au domicile avec 90 % des postes éligibles à cette modalité d'organisation du travail ; l'accord Enedis concerne le télétravail régulier et occasionnel au domicile ou dans un espace de co-working externe et le travail à distance sur un site Enedis délocalisé. À EDF, on compte fin 2018, 6 000 télétravailleurs réguliers au domicile et 20 000 salariés ayant la possibilité de travailler occasionnellement en dehors de leur lieu de travail habituel.

Par ailleurs, différentes initiatives ont été menées en 2018 pour développer des organisations du travail plus responsabilisantes :

- des expérimentations ont été lancées à EDF et Enedis avec plusieurs dizaines d'équipes pilotes qui font évoluer leur organisation et leur fonctionnement en mettant au cœur la confiance et l'autonomie des collaborateurs ;
- une démarche visant à développer des modalités de pilotage des activités plus collaboratives et plus responsabilisantes a été lancée au sein de certaines entités d'EDF (avec utilisation du *management* visuel, des revues de performance collective etc.) ;
- au travers de l'accord Organisation du travail et qualité de vie au travail à EDF la pratique des Projets d'Equipe co-construits avec les membres des équipes continue de se développer.

L'évolution de l'organisation du travail et des modes de travail s'appuie notamment sur l'existence de différents réseaux et communautés de pratiques. En 2018, deux nouvelles communautés ont vu le jour : une communauté en ligne #TousNumériques véritable *lieu de partage et de diffusion de l'information sur la transformation numérique du groupe EDF* et un collectif baptisé « Transformation » visant à soutenir les démarches de transformation menées au sein des entités du Groupe.

Les pratiques de connexion aux outils numériques et en particulier la mise en place du droit à la déconnexion ont donné lieu à différentes actions visant à préserver la santé des salariés, respecter les équilibres vie professionnelle/vie personnelle et les temps de repos et améliorer l'efficacité au travail. En 2018, la société Enedis a signé un accord spécifique sur le sujet en développant une approche à la fois pédagogique et outillée. Au sein d'EDF, différentes communications ont permis de promouvoir des usages équilibrés des outils numériques en évitant l'hyperconnexion, la sur-sollicitation numérique et l'infobésité (Cf. section 3.4.1.3 « Le développement des compétences : préparer l'avenir »).

Plus globalement concernant la prévention des Risques Psycho-Sociaux (voir aussi « Lutte contre l'absentéisme et pour la qualité de vie au travail» en section 3.2.2.1.1), EDF s'appuie sur des actions de prévention primaire (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 constituent une ressource locale. En outre des ressources d'accompagnement, de formation et numériques 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. L'évaluation des RPS qui se construit sur le croisement de plusieurs types de données s'appuiera en plus à partir de 2019 sur une partie des questions de MY EDF (24 sur les 50 désormais retenues) ce qui permettra à la fois de couvrir l'ensemble des salariés groupe et de prioriser les actions lorsque des difficultés apparaissent. Par ailleurs les principaux facteurs de risque retenus sont ceux habituellement utilisés par les institutions spécialisées dans l'amélioration des conditions de travail (INRS, ANACT). Cette nouvelle approche donne lieu à une sensibilisation au sein des CODIR.

En matière de prévention secondaire et tertiaire, plusieurs dispositifs sont mobilisables : 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 a été signé. Cet accord introduit le forfait-jours, avec un forfait annuel de référence de 209 jours. Il vise 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 2018, plus de 80 % des cadres sont au forfait-jours et le nombre de jours travaillés a augmenté très sensiblement.

L'année 2017 a montré 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 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, DK LNG, Sowee notamment.

Au sein d'EDF, 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.

3.4.3 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.

3.4.3.1 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), une rémunération variable de la performance individuelle s'applique à 20 % des collaborateurs mais plus de la moitié des salariés d'EDF Energy reçoivent une prime qui rémunère la performance collective.

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 Produttivita*).

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.

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.,

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, les salariés d'EDF et les salariés d'Enedis bénéficient 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 signé en 2016 pour la période 2017-2019 souhaite mieux lier l'intéressement à la performance d'EDF. 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).

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 2018 un encours de 4,7 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 2018, de 819 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 2018 la valorisation des heures épargnées sur le CET des salariés d'EDF s'élève à 754,8 millions d'euros et des salariés d'Enedis à 209 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 2018 un total de 34 679 546 actions EDF, représentant 1,15 % du capital social arrondi à 1,2 %. Ce nombre comprend, d'une part, 30 453 101 actions (représentant 1,01 % 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 ou du groupe EDF au travers des FCPE « Actions EDF »). Ce nombre comprend, d'autre part, près de 4 226 445 actions, représentant 0,14 % 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.

3.4.3.2 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). 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 etc.) 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. Il est notamment demandé à chaque entité de s'assurer que les contrats de prévoyance couvrent *a minima* une année de salaire.

Certaines filiales du Groupe ont mis en place une politique de dite de « flexible benefits » qui permet à chaque salarié de pouvoir ajuster le niveau de couverture sociale à ses besoins du moment. Cette politique est mise en place en Italie, en Belgique et au Royaume Uni. Chez EDF Energy par exemple, les salariés ont le choix entre plusieurs thématiques : par exemple de pouvoir arbitrer entre recevoir des primes en cash ou les affecter à des assurances particulières (en cas de maladies critiques la famille reçoit un montant en argent) ; de pouvoir souscrire des couvertures dentaires supplémentaires ou bien de bénéficier de cartes de réductions pour un club de sport, ou bien de bons d'achat pour les enfants.

Dans les trois pays, une application web est disponible pour que les salariés puissent exercer leurs choix et les faire évoluer tout au long de leur présence dans l'entreprise.

3.4.4 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.

3.4.4.1 La sous-traitance responsable : une réalité

La politique de sous-traitance d'EDF 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 du nouvel accord RSE du groupe EDF signé le 19 juin 2018 ainsi que de l'accord sur la « Sous-Traitance Socialement Responsable » signé le 19 octobre 2006 au sein d'EDF.

Les engagements de l'accord RSE Groupe : L'article 4 : Assurer une relation socialement responsable avec nos fournisseurs et sous-traitants

« Le groupe EDF s'engage à communiquer et promouvoir cet accord auprès de ses fournisseurs et sous-traitants.

Les exigences du Groupe portent particulièrement sur :

- le respect de la loi nationale du pays d'exécution du contrat ;
- le respect des normes internationales du travail ;
- la santé et sécurité des salariés, incluant les normes internationales applicables ;
- le respect de l'environnement ;
- le respect de la politique Ethique et Conformité du groupe EDF.

Les sociétés du Groupe mettent en place vis-à-vis de leurs fournisseurs et sous-traitants les procédures appropriées de sélection et d'évaluation visant à répondre à ces exigences.

Ces exigences complètent la Charte Développement Durable instituée en 2006 et mise à jour en 2014 entre EDF et ses fournisseurs.

Les sociétés du Groupe doivent promouvoir ces principes auprès de leurs soumissionnaires.

Dans les pays et territoires où il est présent, le groupe EDF est particulièrement attentif au renforcement de ses relations et de son volume d'affaires avec les petites et moyennes entreprises (PME) locales ; à ce titre, il identifie et intègre dans l'expression du besoin, les enjeux liés au développement des territoires, en cohérence avec les réglementations applicables.

Le Groupe peut être amené à recourir à des sous-traitants employant des personnes avec un contrat de travail d'un autre pays que celui d'intervention. Dans ce cas, une vigilance particulière est exercée sur les droits humains, les conditions de travail, les conditions de logement et la santé-sécurité de ces salariés.

Les signataires estiment que la santé et la sécurité des salariés des entreprises sous-traitantes sont aussi importantes que celles des salariés du Groupe. Elles sont traitées à l'article 5.

Le groupe EDF assure le suivi des exigences envers les fournisseurs et sous-traitants. A cette fin, il met en place un plan de vigilance comprenant une cartographie des risques identifiés chez ses fournisseurs et sous-traitants, leur évaluation et les mesures prises pour les prévenir (se référer à l'article 1 de cet accord).

Tout manquement, répété et non corrigé après observations, aux stipulations du présent accord, à la législation, aux règles relatives à la santé-sécurité des salariés, aux principes régissant les relations avec les clients, et à la réglementation en vigueur en matière d'environnement, peut entrainer l'arrêt des relations avec le fournisseur ou l'entreprise sous-traitante, dans le respect des obligations contractuelles.

Tout signalement d'un fournisseur identifié par l'ensemble des fédérations syndicales dans le Groupe comme ayant des pratiques en écart avec les engagements décrits plus haut fera l'objet d'une analyse et d'un retour par le groupe EDF. »

Les domaines de la sous-traitance au sein d'EDF

Au sein d'EDF, le recours à la sous-traitance relève principalement des activités industrielles, commerciales, et du Systèmes d'Information. L'année 2018 a vu se poursuivre les tendances de 2017 dans la nature des activités confiées à la sous-traitance, à l'exception des activités de gestion immobilière pour lesquelles l'entreprise a adapté son modèle d'activité. Elle recourt en effet désormais à des Property *managers* pour la gestion des sites tertiaires et à un Pilote facility Management pour les bâtiments tertiaires des sites industriels, à travers une nouvelle filiale, Dalkia PMiG.

Dans le domaine industriel

Les actions de progrès engagées depuis 2015 et concrétisées dans la Charte de Progrès signée en juin 2016 entre EDF et les Organisations Professionnelles représentant les prestataires sous-traitants du Groupe, se sont poursuivies en 2018. Il en est notamment ainsi des actions d'accompagnement des sous-traitants du chantier de Flamanville 3, engagées depuis 2017, en vue de la réduction de la charge d'activité.

Dans le domaine des Systèmes d'Information

L'entreprise a poursuivi en 2018 la mise en œuvre de sa stratégie industrielle dans le domaine IT qui dessine la part dévolue à la sous-traitance. En témoignent 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.

3.4.4.2 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 (voir section 3.2.2.3.2 « L'alternance : un historique solide et un engagement pour le futur »), dont la vocation d'ascenseur social est une finalité sans cesse renouvelée (voir section 3.4.1.3 « 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'acquérir 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, 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 etc.), 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 2018 son action pour réaliser des achats avec les structures des secteurs protégé et adapté conformément aux dispositions de l'accord 2016-2018 d'EDF 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. Ainsi en 2018, le volume d'achat s'est établi à 4 937k€ pour les achats au Secteur du Travail Protégé et Adapté (STPA) et à 767k€ pour les achats au Secteur de l'Insertion par l'Activité Economique (SIAE).

3.4.4.3 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.

Le nouvel accord mondial de Responsabilité Sociale d'Entreprise, signé en juin 2018, consacre plusieurs articles à la lutte contre toutes les formes de discriminations, au respect de la diversité, à la promotion de l'égalité des chances et notamment à l'égalité professionnelle entre les femmes et les hommes, ainsi qu'à la lutte contre toute forme de harcèlement et de violence au travail.

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, et le niveau France avec un réseau Diversité France, composé des directions métiers d'EDF et des entités du Groupe en France.

Chaque société du Groupe intègre un niveau d'engagement qui lui est propre, adapté à son modèle d'activités au contexte et au cadre législatif en vigueur. Par exemple, Dalkia est détenteur du label « Diversité », tandis qu'EDF, EDF Energy et EDF Fenice portent le label GEEIS (Gender Equality European & International Standard)

En matière de professionnalisation et de sensibilisation, les engagements « Diversité » d'EDF ont donné lieu à la création de plusieurs programmes à destination des *managers*, des acteurs de la filière RH, des représentants du personnel et des salariés. Près de 10 000 personnes ont ainsi été formés, depuis 2007, dans ce cadre.

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 2018 une campagne de communication a été mise en ligne à l'occasion du « Diversity Spring ».

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 2018, Enedis, a publié un guide « Décider sans discriminer » pour prévenir et enrayer toutes les discriminations dans l'ensemble des processus RH.

Pour prévenir tout risque de discrimination, EDF mène régulièrement des études et des tests de ses processus RH (par exemple à EDF, 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. En 2018, EDF a élaboré un document repère sur le repect de l'identité de genre, pour accompagner les salarié(e)s en transition.

3.4.4.3.1 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 31/12/2018
Femmes	EDF	2004 Interp'Elles qui devient Énergies de femmes en 2015	2 900
	EDF Energy	2009	791
LGBT	EDF	2011 Energay	91+806 « alliée.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

Ces réseaux développent des initiatives d'échanges, de sensibilisation et parfois du « mentorat ». À titre d'exemple, en 2018, le Groupe en France compte plus de 370 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, complété en 2018 d'un guide repères pour le respect de l'identité de genre pour aider *managers* et RH à accompagner les salariés en transition.

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.

3.4.4.3.2 Zoom sur les mesures prises en faveur de l'intégration professionnelle des personnes en situation de handicap

L'ambition du Groupe dans ce domaine est portée au travers du nouvel accord mondial de Responsabilité Sociale d'Entreprise signé en 2018 qui intègre la question du handicap. Par ailleurs en 2017, le Président du groupe EDF a signé la Charte « handicap & entreprises » de l'Organisation Internationale du Travail (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, Enedis, Électricité de Strasbourg et EDF EDF Renouvelable

A l'instar d'EDF Renouvelables et Enedis qui avaient signé un accord Handicap en 2017, EDF a signé le 13 décembre 2018 son 11e accord pour l'intégration et les parcours professionnels des personnes en situation de handicap.

Dans le cadre de son accord précédent, l'accord 2016 – 2018 d'EDF l'objectif de taux d'emploi que s'était fixé l'entreprise l'entreprise était de 5 % à fin 2018. Il a atteint 4,89 % à la fin 2017. 162 recrutements et 94 nouveaux contrats en alternance de personnes en situation de handicap ont été réalisés au total sur les trois ans de cet accord. Par ailleurs, tout au long de cet accord un groupe de travail a été mis en place pour faire progresser l'accessibilité numérique des applications indispensables à la vie quotidienne du salarié. EDF a soutenu le développement d'un e. learning sur le développement de projets web accessibles dans le cadre d'un partenariat inter entreprises. Il est désormais proposé aux salariés de l'entreprise sur son campus Internet.

Enedis a signé le 2 juillet 2018 une convention tripartite UNEA - Enedis -Région Nouvelle-Aquitaine pour la création d'une section d'apprentissage inclusive pour adultes et jeunes en situation de handicap dès la rentrée 2018. Il s'agit de former une douzaine d'apprentis en situation de handicap aux métiers des secteurs électroniques, électriques et électrotechniques. La formation en milieu professionnel sera effectuée au sein d'entreprises adaptées de la région et d'entités d'Enedis. Une première en France.

3.4.4.4 Une gestion maîtrisée et anticipée des réorganisations et des restructurations

Le Groupe, conscient de la nécessaire adaptabilité des organisations aux évolutions du contexte économique et social, tant en France qu'à l'international, a dédié un article à la « conduite des transformations de façon socialement responsable » dans son accord Groupe sur la Responsabilité Sociale d'Entreprise. L'implication du *management* et la place particulière accordée au dialogue avec les salariés et leurs représentants sont des leviers majeurs.

Dans le cadre de sa transformation, le groupe EDF applique les principes de transparence, de responsabilité et de dialogue vis-à-vis des salariés, de leurs représentants et des collectivités.

Ces principes vis-à-vis des représentants du personnel doivent être assurés, dans le respect des règlementations nationales, des pratiques en matière de relations sociales et de négociations collectives. L'information doit être apportée en temps utile et donner lieu à une concertation, dans un contexte d'évolution des activités du Groupe : nouveaux investissements, fusions, acquisitions, cessions, réorganisations, fermeture d'établissements ou d'arrêt d'activités.

Cette information et cette concertation portent sur les enjeux économiques, les conséquences des décisions et la bonne adaptation des mesures d'accompagnement individuelles et collectives, ainsi que le suivi de leur application sans aucune dérogation.

Afin de réussir à conjuguer performance économique et performance sociale, les entreprises du Groupe s'attachent à développer les démarches prospectives sur l'évolution des métiers. Ces informations sont également partagées avec les salariés et leurs représentants.

Le principe de responsabilité vis-à-vis des salariés et des collectivités locales vise à limiter les conséquences sociales pour les salariés concernés et les conséquences pour l'équilibre socio-économique des territoires.

Ainsi, doivent être systématiquement examinées les mesures visant à éviter les licenciements, telles que le reclassement des salariés concernés au sein de leur entreprise ou dans une autre entité du Groupe. Au cas où des licenciements ne pourraient être évités, des dispositions plus favorables que le minimum légal requis par la législation du pays concerné sont recherchées. En cas de perte d'emploi, un accompagnement spécifique peut être proposé aux salariés concernés afin de faciliter leur recherche d'un nouvel emploi à l'interne comme à l'externe. La concertation avec les représentants des salariés est privilégiée pour établir et mettre en œuvre ces mesures.

3.4.4.5 Un dialogue social soutenu

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 Groupe France, 97 établissements pour les délégués du personnel et 205 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 2018 a été marquée par des sujets de transformations de l'entreprise dont pour la première fois l'examen de la mise à l'arrêt d'une centrale nucléaire. Ce sont 12 séances qui se sont tenues dont deux sur une journée et demi.

L'instance s'est exprimée sur les trois consultations récurrentes dites « Rebsamen » : Politique Sociale de l'entreprise, situation économique et financière et en décembre le dossier orientations stratégiques et ses conséquences sur l'emploi en faisant pour chacune d'elles appelle à l'appui d'un cabinet d'expertise. Le travail d'évolution du contenu de ces dossiers initié en 2017 s'est poursuivi en 2018 avec les représentants du personnel en CCE, les Présidents des commissions du CCE, les Directions de la DRH Groupe et les Directions métiers pour donner davantage le sens des politiques et de la stratégie de l'entreprise.

Le CCE a également été consulté sur de nombreux projets de transformations des métiers et de l'entreprise : déclaration de mise à l'arrêt de la centrale de Fessenheim, projet du nucléaire portant sur le fonctionnement des « Equipe en Situation Extrême », le projet de cession de la filiale Dunkerque LNG, le projet immobilier parisien (PGO), le projet de rénovation du SIRH « projet My HR », le déploiement du Dispositif d'alerte et Conformité Groupe,, la création d'une nouvelle Division (la DTEAM) de rapprochement du thermique et de l'appui industriel – Division Thermique, Expertise et Appui industriel Multi-métiers, des points d'avancement sur les grands projets industriels tels que Flamanville 3, Hinkley Point C, le projet d'EPR 2, le projet de transformation à EDF Hydro « Cap Hydro », une présentation de l'expérimentation d'Ecocombust dans le thermique, la nouvelle Politique Santé et Sécurité du Groupe, etc.

L'agenda social 2018

En 2018, la négociation collective a été soutenue notamment avec le lancement en mai 2018 du Projet « Dialogue Social 2020 » portant sur la rénovation du dialogue social à EDF dans sa globalité. Le projet porte sur plusieurs dimensions : nouvelles institutions représentatives du personnel ; la place de la négociation collective entreprise, établissement/branche professionnelle ; le dialogue social informel et conventionnel ; la professionnalisation et gestion des compétences des acteurs du dialogue social ; le droit syndical et le dialogue social statutaire.

En 2018, 5 accords et avenants ont été signés sur les domaines RH suivants :

- Accord Comité Groupe France : portant sur le renouvellement de l'instance de Groupe et déterminant les attributions et les modalités de fonctionnement, cet accord met en place des instances de dialogue social en région sur l'emploi, la mobilité au sein du Groupe ;
- Accord de méthode relatif au projet Dialogue Social 2020 fixant les thèmes et le calendrier des négociations du projet ;
- Sur la rémunération : l'accord collectif aux contributions d'EDF aux PERCO et PEG pour 2019, l'avenant n° 1 relatif à l'accord intéressement EDF 2017-2019, l'accord collectif pour l'égalité des droits et des chances et l'intégration professionnelle des personnes en situation de handicap.

Le Comité Groupe France

Cette année a été consacrée à la négociation portant sur le renouvellement du Comité Groupe France (accord signé le 7 mai 2018 par la CFDT, CFE-CGC et FO). La séance d'installation s'est tenue le 24 mai au cours de laquelle les nouveaux membres ont été accueillis dont plusieurs représentants de FRAMATOME après sa récente intégration dans le Groupe

Le Comité Groupe France, lieu d'intégration de la concertation à l'échelle France regroupe 28 élus des principales filiales du Groupe (EDF, Dalkia, EDF Renouvelables, FRAMATOME, Enedis CHAM, RTE etc.), s'est réuni à trois reprises en 2018, avec en juillet la visite du site industriel FRAMATOME de Saint Marcel à Chalons sur Saone.

Au-delà des thématiques récurrentes portant sur la stratégie du Groupe la situation économique et financière ou encore la situation de l'emploi, l'année 2018 a été l'occasion de présenter la filiale FRAMATOME et son projet industriel, d'échanger sur les sujets d'actualités du Groupe notamment la nouvelle politique Santé Sécurité du Groupe, les dispositifs de redéploiement des salariés au sein du Groupe, le Plan Solaire porté par EDF Renouvelables.

À l'international

Le Comité d'entreprise européen

Depuis fin 2001, le Groupe a mis en place un Comité d'entreprise européen (CEE), informé des politiques majeures du Groupe et consulté lors d'évolutions du périmètre du Groupe en Europe ayant un impact sur les salariés. 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 la diversité, des garanties collectives notamment sur les garanties lors des fermetures de site de production cette année et des comptes consolidés. Dans ce contexte, un groupe de travail sur la Transition Énergétique et le *winter package* a été mis en place en 2017.

En 2018, le CEE a été réuni en février en séminaire pour partager sur la stratégie du Groupe en France et à l'International et le fonctionnement de l'instance et à deux reprises pour des réunions plénières 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'anticipation et la visibilité sur les cessions d'actifs et leur impact potentiel sur l'emploi a été une des préoccupations du CEE ; la séance de novembre a aussi permis de les informer sur les activités en développement.

L'accord RSE et sa gouvernance

L'accord-cadre RSE signé le 19 juin 2018, détermine un socle d'engagements communs en matière de responsabilité sociale et se caractérise par son esprit moderne et novateur. Concrètement, il porte des avancées majeures en termes de protection sociale pour les salariés dans les pays en développement, la lutte contre la violence et le harcèlement au travail, le devoir de vigilance à l'attention des sous-traitants et fournisseurs, la transition juste, la transparence du marché interne de l'emploi, l'égalité entre les femmes et les hommes, la lutte contre les discriminations liées à l'orientation sexuelle, la transparence fiscale, la protection des lanceurs d'alerte, la lutte contre la corruption et les fraudes.

Cet accord-cadre signé 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 bi-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.

L'accord est actuellement déployé auprès de l'ensemble des filiales du Groupe par des communications communes (OS, Direction), des présentations dans les CODIR RH et Comex.

Les signataires s'engagent à mettre en œuvre une gouvernance de l'accord au niveau local comme à l'échelle mondiale visant à garantir le respect des engagements qu'il contient : engagement en termes de communication, d'accessibilité et sensibilisation, au niveau monde et à la maille de chaque pays/entités.

Le suivi a aussi pour objet de :

- s'assurer des conditions de mise en œuvre de l'accord ;
- analyser le bilan du Groupe en termes d'application, notamment au regard des résultats des indicateurs de suivi, y compris des actions liées au plan de vigilance ;
- identifier les écarts là où ils sont constatés et les axes d'amélioration, et établir un ou des plans d'action, pour progresser de façon continue ;
- élaborer conjointement une synthèse annuelle sur la mise en œuvre et l'évaluation des résultats ;
- identifier les bonnes pratiques et proposer des mesures visant à les promouvoir.

3.4.4.6 Le regard des salariés : l'enquête d'engagement My EDF Group

À l'issue de la première édition de l'enquête interne d'engagement My EDF Group, 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 7e édition de l'enquête est intervenue au mois d'octobre 2018. Une importante campagne de communication interne a été organisée pour encourager les salariés à exprimer leur avis (vidéos, affiches et kit de communication).

La confiance dans l'avenir du Groupe reste stable (53 %) après la baisse enregistrée en 2016. L'engagement des salariés se maintient à un taux de 65 % au niveau du Groupe avec une très légère baisse de 1 point par rapport à 2017. 68 % des salariés recommanderaient EDF en tant qu'employeur à l'un de leurs proches, soit une baisse de 3 points par rapport à 2017, mais ce score demeure 5 points au-dessus du benchmark externe. L'étude montre que la confiance dans le *management* de proximité demeure un atout fort (72 % de confiance dans les décisions du *management*, soit 9 points au-dessus du benchmark) ainsi que l'implication des salariés (72 %).

Le contenu du travail demeure à un niveau satisfaisant de 65 % malgré une baisse de 2 points. En revanche la perception de l'efficacité des fonctionnements collectifs baisse de 4 points (49 %). Des attentes toujours fortes autour de la reconnaissance (59 % considèrent que leur rémunération n'est pas à la hauteur de leur implication) et des parcours professionnels (43 % de satisfaction) feront l'objet de plan d'actions spécifiques.

Enfin, pour 84 % des salariés (stable) la sécurité est une préoccupation partagée par tous.

La participation des salariés (73 % et près de 101 000 de répondants), en nette progression par rapport à celle de la première édition (63 %), démontre l'intérêt des salariés du Groupe pour cette enquête et garantit la fiabilité des résultats.

3.5 ÉTHIQUE, CONFORMITÉ, TRANSPARENCE FISCALE



3.5.1 ETHIQUE ET CONFORMITÉ

Afin de préserver sa réputation partout dans le monde, le groupe EDF promeut la culture d'intégrité et applique la tolérance zéro en matière de fraude et de corruption. Une conduite éthique et conforme aux lois est la règle absolue pour tous les salariés du Groupe, à tous les niveaux de l'entreprise, sans exception.

3.5.1.1 L'engagement éthique et conformité du groupe EDF

Un programme éthique et conformité Groupe et une gouvernance dédiée

Le Directeur de la Direction Éthique et Conformité Groupe (DECG) est rattaché au Secrétaire Général, membre du Comité exécutif Groupe. La DECG gère et coordonne, en lien avec les directions concernées, la mise en œuvre du programme éthique et conformité Groupe signé du Président d'EDF, en France et à l'international. Ce programme est bâti pour répondre aux exigences des autorités de régulation nationales et internationales et aux pratiques de place. Le programme met tout dirigeant d'EDF et plus généralement tous les salariés, au cœur du dispositif.

La DECG a créé en 2016 un réseau d'une cinquantaine de 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 domaines de l'éthique et de la conformité ainsi que sur les plans d'actions associés. Ils disposent des moyens et pouvoirs leur permettant de déployer et faire respecter les exigences du programme et des politiques associées.

La DECG met à disposition des REC une communauté « Éthique et Conformité » sur l'intranet du Groupe « VEOL » et des informations sur le site www.edf.fr comprenant les documents de référence et supports du programme afin de permettre à toutes les entités du Groupe d'accéder à un contenu pédagogique pour accompagner le déploiement du programme. Cette information des REC est complétée en fonction de l'actualité par des revues de presse périodiques, des réunions thématiques en présentiel et plusieurs séminaires dans l'année. L'animation du déploiement *via* le réseau des REC facilite la montée en compétence et le partage de bonnes pratiques.

Le Comité exécutif Groupe, présidé par le Président d'EDF, est chargé de déterminer les orientations et priorités du programme éthique et conformité, d'affecter les ressources nécessaires et de s'assurer du suivi et du contrôle de sa mise œuvre. La DECG intervient en Comité exécutif Groupe pour rendre compte des réalisations *via* un rapport annuel d'activité et valider le plan d'actions.

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. Il dispose également chaque année d'un rapport d'activité présenté par la DECG.

EDF est membre de plusieurs cercles et associations qui luttent contre la corruption. Elle a intégré en 2016 Transparency International France au sein de laquelle elle participe au Forum des Entreprises Engagées (FEE) qui réunit des entreprises aspirant à l'adoption des meilleurs standards en matière de transparence et d'intégrité.

Une politique éthique et conformité Groupe (PECG) déployée depuis 2016

En 2016, le Comité exécutif du groupe EDF a adopté la Politique Éthique et Conformité Groupe (PECG) qui recense les programmes de conformité de l'entreprise ainsi que 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.

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 éthique et conformité (publié en 2017), actualisable au gré des nouvelles réglementations applicables, et soumis à audit.

La PECG recense à ce jour neuf programmes de conformité :

- la prévention du risque de corruption avec un focus particulier sur le contrôle d'intégrité des relations d'affaires et l'encadrement des cadeaux et invitations ;
- la déontologie financière (dont la prévention du risque de blanchiment et le financement du terrorisme, la prévention des abus de marché, la 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 (dont la réglementation REMIT, les biens à double usage) ;
- et la conformité aux programmes de sanctions internationales.

Une Charte Éthique 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 intègre la composante « Pacte mondial des Nations Unies » dont EDF est signataire depuis 2001. Elle est accessible en français et en anglais sur le site Internet d'EDF et compte dix autres déclinaisons linguistiques. Elle porte les exigences d'EDF en matière de Droits de l'Homme.

Un travail d'actualisation de la Charte Ethique Groupe a été lancé au 2e semestre de l'année 2018 afin de tenir compte de la stratégie de l'entreprise, des nouvelles politiques du Groupe et du nouvel environnement règlementaire. Le Comité exécutif d'EDF de décembre 2018 a validé le contenu du document et les modalités de déploiement, dont la communication qui devrait être réalisée au 1er semestre 2019.

3.5.1.2 Le programme de conformité anticorruption

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 » vient renforcer l'arsenal législatif français pour le hisser au niveau des meilleurs standards internationaux en matière de prévention et répression de la corruption et des autres manquements à la probité. Les entreprises comme EDF, répondant aux critères de taille et de chiffre d'affaires ont l'obligation de mettre en place un programme de conformité anticorruption comportant huit exigences : un code de conduite intégré au règlement intérieur, 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 mises en place.

La Direction Éthique et Conformité Groupe (DECG) et son réseau de Responsables Éthique et Conformité (REC) ont élaboré et déployé depuis 2017, un programme anticorruption au sein du groupe EDF afin de répondre aux huit exigences de l'article 17 de la loi Sapin II. En 2018, EDF n'a fait l'objet d'aucune sanction ni condamnation, pénalité ou amende de la part d'autorités françaises ou étrangères pour des faits de corruption.

Le code de conduite éthique et conformité

EDF a publié au second semestre 2017 son code de conduite éthique et conformité au terme d'un dialogue social initié dès la fin 2016 et un avis rendu par le Comité central d'entreprise (CCE) le 1er juin 2017, date d'entrée en vigueur des dispositions de la loi.

Conformément aux exigences de la loi et aux préconisations de l'Agence Française Anticorruption (AFA), ce code de conduite applicable à tous les salariés définit et illustre, par des cas pratiques, les différents types de comportement auxquels les collaborateurs sont susceptibles d'être confrontés du fait de l'activité, de l'organisation de l'entreprise et devant être proscrits car étant susceptibles de caractériser des faits de corruption ou de trafic d'influence. Il définit des règles pour l'ensemble des thématiques qui ont été identifiés dans la cartographie : prévention de la corruption ; contrôle d'intégrité des relations d'affaires ; cadeaux et invitations ; prévention des conflits d'intérêts ; lutte contre la fraude ; prévention des abus de marché ; prévention du risque de blanchiment de capitaux et de financement du terrorisme ; prévention des manquements au droit de la concurrence ; respect des sanctions internationales et contrôle des échanges internationaux.

Dans un objectif de prévention du risque corruption et afin de donner une grille de lecture et des repères aux salariés dans l'appréciation de ce qui relève ou non d'un comportement fautif, le code de conduite d'EDF identifie pour chacun des neuf thèmes précités les comportements appropriés dans un paragraphe intitulé « nous devons » et les comportements prohibés dans un paragraphe « nous ne devons pas ». À des fins pédagogiques, il illustre également « les situations à risque » ainsi que les « bons réflexes » à avoir.

La déclinaison du code de conduite a été réalisée dans les filiales en reprenant les règles du code d'EDF.

Le code de conduite éthique et conformité a bénéficié d'un engagement fort du top *management*, tant dans sa rédaction que dans son déploiement, avec notamment sa diffusion numérique à tous les salariés par un courriel du Président à l'été 2017 puis *via* une diffusion à domicile en novembre 2017 en version imprimée. Le code est accessible aux tiers en français et en anglais sur le site www.edf.fr.

Le déploiement du code de conduite éthique et conformité s'accompagne d'un kit de déploiement à destination des *managers* et d'un programme de sensibilisation comprenant notamment la publication d'articles dédiés et une vidéo pédagogique destinée à tous les salariés et disponible sur la communauté éthique et conformité de VEOL et sur le site Internet d'EDF.

Un *serious game* permettant de s'approprier de manière ludique et interactive le contenu du code de conduite, de mesurer la bonne compréhension de ses dispositions par les salariés, a été développé par la DECG en 2018 et sera disponible en 2019.

Le code de conduite a été intégré en 2018 dans la plupart des règlements intérieurs des établissements d'EDF et des filiales.

La PECG ayant établi comme priorité la prévention du risque de corruption, la DECG a renforcé son dispositif d'encadrement des cadeaux et invitations, dont les règles sont inscrites dans le code de conduite. La DECG a publié en 2017, un guide pratique pour encadrer la pratique des cadeaux et invitations ainsi qu'une vidéo support pour accompagner les entités et les filiales dans le déploiement de ce dispositif au sein de leur périmètre. L'entreprise a développé et déployé en 2018 une application informatique permettant l'enregistrement par les salariés des cadeaux et invitations (DECI), qu'ils soient reçus, offerts ou refusés.

Le Code de conduite prohibe le paiement de facilitations et il mentionne expressément de ne pas utiliser les dons versés à une fondation ou à une association à des fins de corruption.

Son contenu sera régulièrement mis à jour en fonction de l'évolution de la cartographie des risques de l'entreprise.

Le dispositif d'alerte

Depuis 2016, le dispositif d'alerte éthique intègre les thématiques liées à la conformité.

Le Comité exécutif d'EDF a décidé en décembre 2017 de faire évoluer son dispositif afin notamment de renforcer la sécurité des données et préserver l'identité des alerteurs. Il a décidé de mettre en place un dispositif d'alerte unique pour l'ensemble des signalements relevant de la loi Sapin II et de la loi sur le devoir de vigilance. La DECG est le référent du dispositif pour le Groupe. Ce dispositif bénéficie à l'ensemble des entités du Groupe y compris aux filiales disposant déjà d'un dispositif d'alerte. Les filiales du domaine régulé, Enedis et RTE [(1)], ont fait savoir qu'elles mettaient en place leur propre dispositif d'alerte. De ce fait, les signalements relatifs à ces filiales gestionnaires d'infrastructures régulées seront aiguillées vers leurs propres dispositifs.

Le projet d'évolution a été présenté au CCE d'EDF pour la première fois le 18 janvier 2018 et l'avis du CCE a été recueilli le 2 mars 2018. La mise en service du nouveau dispositif a eu lieu le 10 septembre 2018. La DECG assure la recevabilité des signalements puis traite avec les REC et d'autres experts si besoin les signalements déclarés recevables.

EDF a fait le choix d'acquérir, après appel d'offres, un outil sur le marché permettant de recueillir les signalements dans un cadre complètement sécurisé (conformité loi Sapin II et RGPD), d'assurer à l'ensemble des salariés et des tiers un traitement confidentiel de leurs données en interne, avec un système totalement déconnecté des systèmes d'information de l'entreprise.

L'interface du dispositif d'alerte éthique et conformité Groupe est accessible en plusieurs langues (français, anglais, italien, portugais, néerlandais et mandarin) en France et à l'étranger et l'alerteur peut effectuer un signalement dans la langue de son choix. Cet outil est conforme aux règlementations locales partout où le groupe EDF est implanté. Le dispositif d'alerte externe est certifié ISO 27001 et labellisé *European Privacy Seal*. Il a été audité par les services informatiques d'EDF préalablement à sa mise en service. Le dispositif fait l'objet de tests réguliers d'intrusion. Il est par ailleurs possible de contacter directement la DECG par voie postale.

Deux guides bilingues français-anglais ont été réalisés par la DECG : « le guide de l'alerteur », à l'attention de tous les salariés, afin de les guider lorsqu'ils souhaitent faire un signalement ; et « le guide de traitement », à destination de tous les responsables de traitement, afin de les éclairer sur les modalités de traitement des signalements, depuis leur réception jusqu'à la fin de leur analyse ainsi que les éventuelles actions et procédures en découlant.

Le dispositif d'alerte éthique et conformité du groupe EDF permet aux salariés et collaborateurs extérieurs (personnel intérimaire, salarié d'un prestataire de services etc.) ou occasionnels (CDD, apprentis, stagiaires etc.) du Groupe, ainsi qu'aux tiers d'effectuer un signalement sur des faits allégués dont le groupe EDF, ou ses salariés, seraient les auteurs ou les victimes, conformément à la loi « Sapin II » et à la loi « Devoir de Vigilance ».

(1) Le gestionnaire de réseau de distribution Enedis et le gestionnaire de transport RTE sont gérés en toute indépendance.

Le champ d'application des signalements est le suivant :

- un crime ou un délit ;
- une violation grave et manifeste d'un engagement international régulièrement ratifié ou approuvé par la France, d'un acte unilatéral d'une organisation internationale pris sur le fondement d'un tel engagement ;
- une violation d'une loi ou d'un règlement ;
- une menace ou un préjudice grave pour l'intérêt général ;
- un manquement au code de conduite Ethique et Conformité du Groupe ;
- une atteinte grave envers les droits humains et les libertés fondamentales, la santé et la sécurité des personnes ainsi que l'environnement résultant des activités d'EDF et des filiales du Groupe.

Pour en faciliter la compréhension, EDF a défini dans le dispositif d'alerte dix thématiques entrant dans son champ d'application : la corruption, les conflits d'intérêts, la fraude, les délits financiers, les manquements au droit de la concurrence, les sanctions internationales et les contrôles des échanges internationaux, le harcèlement et la discrimination, les droits et protection des personnes, les atteintes graves à l'environnement et la protection des données personnelles. Il est aussi possible pour une personne de demander conseil à la DECG de manière sécurisée et d'y exercer ses droits sur ses données personnelles.

La recevabilité d'un signalement est appréciée au regard de ce champ d'application et de la relation de l'alerteur avec l'entreprise. Cette recevabilité est indépendante de la réalité des faits allégués qui ne peut être constatée qu'à la fin du traitement.

L'interface de saisie est une page web du site d'EDF [(1)]. Le système d'alerte est accessible 7 jours sur 7, 24 heures sur 24 et l'alerteur reçoit un accusé de réception lui indiquant l'enclenchement de l'analyse de recevabilité. Dans le cadre de la politique de tolérance zéro, chaque signalement jugé recevable fait l'objet d'un traitement dans un outil dédié sécurisé. L'alerteur a la possibilité de faire un signalement de manière anonyme dès lors que la gravité des faits signalés est établie et que les éléments factuels sont suffisamment détaillés et précis pour permettre de démontrer la réalité des faits signalés. Un *reporting* périodique est réalisé par la DECG.

Pour l'année 2018, la DECG a enregistré dans le dispositif d'alerte Groupe (hors RTE et Enedis) 12 demandes de conseil et 64 signalements dont 44 ont été considérés comme des alertes, car jugés recevables. Ces alertes font l'objet d'un traitement par la DECG ou son réseau d'experts qui permettra de statuer sur le caractère avéré ou non des faits allégués. La majorité des alertes (48 %) concerne la catégorie harcèlement/discrimination.

Sur ces 44 alertes :

- 11 sont anonymes ;
- 80 % proviennent de salariés du Groupe ;
- 40 alertes concernent des faits localisées en France et 4 à l'étranger (2 en Europe hors France, 1 en Amérique du Nord et 1 en Amérique du Sud) ;
- 27 concernent EDF et 17 les filiales du Groupe.

Les résultats consolidés sont dans le rapport annuel éthique et conformité transmis au Comité exécutif et présentés au Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise (CGRE) du Conseil d'administration d'EDF.

La cartographie des risques

Dès 2016, la DECG a développé et adressé aux REC un outil permettant aux entités et filiales 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.

À des fins de simplification dans le cadre de Cap 2030 et pour tenir compte du retour d'expérience de l'exercice précédent, cet outil de pilotage a évolué début 2017 pour s'intégrer dans la démarche annuelle d'autoévaluation du contrôle interne conduite par la Direction des Risques Groupe.

En 2018, une cartographie spécifique « corruption » qui permet d'identifier et hiérarchiser les risques d'exposition à la corruption par secteur d'activité et par pays a été réalisée.

En cas d'évolution significative de la cartographie, les thématiques du code de conduite éthique et conformité seront mises à jour.

(1) www.edf.fr/edf/alerte-ethique

Le contrôle d'intégrité des relations d'affaires

Le contrôle d'intégrité des relations d'affaires (CIRA) fait l'objet d'une note d'instruction qui 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. La nature du contrôle se décline selon le niveau de risque présenté par le tiers. Une animation pédagogique de sensibilisation sur le sujet est en ligne sur l'intranet, consultable par l'ensemble des salariés.

Les risques de corruption sont identifiés dans les directions d'EDF et les filiales lors de l'évaluation des tiers par les REC et leurs correspondants à l'occasion des contrôles d'intégrité des relations d'affaires. Pour les directions d'EDF appelant une vigilance renforcée, ces contrôles prennent systématiquement en compte les informations apportées par les chargés de relation d'affaires et le juriste du domaine.

Un retour d'expérience est programmé en 2019 après deux ans de mise en œuvre afin de s'assurer que les entités garantissent la maîtrise des risques attachés à l'intégrité des partenaires et pour amender si nécessaire son contenu, notamment en regard des recommandations de l'AFA (exigence de la loi Sapin II).

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 ». Elles correspondent à la réalisation de 70 tests aléatoires ou automatiques, dont 23 réalisés sur le processus comptabilité.

Les anomalies susceptibles de donner lieu à caractérisation d'une fraude, sont le cas échéant, après analyse technique entre la filière comptable et les équipes gestion finance des directions opérationnelles concernées, transmises au Responsable Ethique et Conformité de l'entité. Dans le cadre de la mise en œuvre de la loi Sapin II, le Centre de Services partagés – Comptabilité Conseil (CSP-2C) a mis en place une procédure de remontée des suspicions de fraude pour traiter les situations dans lesquelles des anomalies potentiellement constitutives de fraudes seraient rencontrées dans la mise en œuvre des contrôles comptables. Aucune fraude avérée liée à la corruption n'a été constatée sur les derniers exercices par la filière comptable, suite aux contrôles réalisés ou le cas échéant suite à des déclarations ou *reportings* spontanés.

La formation anticorruption

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. La DECG a notamment 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 puis il a été déployé en 2017 et en 2018 auprès des *managers* et personnels exposés.

La DECG a réalisé et mis en ligne sur l'intranet éthique et conformité des vidéos de sensibilisation aux neuf thématiques de la PECG : 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 ; conflit d'intérêts. Ont été développés aussi des outils internes pour sensibiliser l'ensemble des salariés aux situations de conflit d'intérêts (fiche thématique, vidéo et chapitre du code de conduite éthique et conformité permettant d'identifier les situations à risques, les réflexes à adopter et les bonnes pratiques).

La DECG assure des formations génériques en présentiel auprès de certains personnels exposés comme les administrateurs de filiales ou les *contract managers*, ainsi que des formations plus spécifiques comme celle qu'elle réalise auprès de son réseau éthique et conformité sur le nouveau dispositif d'alerte et le mode de traitement des signalements. Les REC démultiplient certaines formations auprès de leurs réseaux de correspondants.

En complément aux actions de formation de la DECG, 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.

A la fin de l'année 2018, ce sont 8 556 salariés qui ont suivi une formation certifiante anti-corruption.

Les sanctions disciplinaires

Conformément à la loi Sapin II, tout manquement aux règles fixées au chapitre 3 du code de conduite éthique et conformité peut exposer un salarié à des sanctions disciplinaires. Un paragraphe a été intégré dans le code de conduite pour informer les salariés sur le régime de sanctions disciplinaires appliqué.

Les sanctions sont celles prévues à l'article 6 du Statut des Industries Électriques et Gazières (IEG) et celles 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).

EDF à sa connaissance n'a pas été confrontée (ni en tant que victime ni en tant qu'auteur) à des faits de corruption avérés au cours de l'exercice 2018.

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. Cette évaluation du niveau de maîtrise du domaine éthique et conformité est réalisée depuis 2017 dans le cadre de l'exercice annuel d'autoévaluation du contrôle interne piloté par la Direction des Risques Groupe (DRG). L'analyse et la consolidation de ces remontées d'information sont réalisées par la DECG en début d'année N + 1. La fiche d'autoévaluation du risque de corruption a été enrichie en 2018 de plusieurs indicateurs.

Le dispositif de contrôle est renforcé d'audits internes réguliers dans les entités et filiales, permettant de réaliser une boucle d'amélioration continue du dispositif.

La DECG 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.

Les conflits d'intérêts

La Politique Éthique et 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 et Conformité Groupe a développé des outils internes pour sensibiliser l'ensemble des salariés aux situations de conflit d'intérêts (fiche thématique pédagogique, modules d'*e-learning*, vidéo etc.) et un chapitre du code de conduite éthique et conformité lui es consacré permettant d'identifier les situations à risques, les réflexes à adopter et les bonnes pratiques.

Les représentants d'intérêts

D'une façon générale, le groupe EDF respecte les conventions internationales qui lui sont applicables, ne cherche pas à obtenir ou tenter d'obtenir de l'information ou des décisions de manière malhonnête, veille à ne pas tromper ou induire en erreur les parties prenantes, les décideurs et les pouvoirs publics, et s'assure que l'information qu'il fournit est honnête, actualisée et complète.

En France, EDF est un représentant d'intérêts au sens des articles 25 et suivants de la loi Sapin II (articles 18 et suivants). A ce titre, EDF est inscrite sur le répertoire des représentants d'intérêts tenu par la Haute autorité pour la transparence de la vie publique - HATVP [(1)]. Les gestionnaires de réseaux RTE et Enedis, ainsi que Dalkia, se sont également inscrits.

La liste des personnes en charge d'une activité de représentation d'intérêts identifiées sur le répertoire fera l'objet d'une mise à jour régulière.

En application de cette même loi, EDF a transmis en mars 2018 à la HATVP sa première déclaration, portant sur les actions de représentation d'intérêts effectuées entre le 1er juillet et le 31 décembre 2017. Comme le prévoit la loi, la déclaration mentionne les actions visant à influer sur une décision publique réalisées à l'initiative de l'entreprise auprès des responsables publics nationaux identifiés par le législateur. EDF et les filiales inscrites doivent transmettre d'ici le 31 mars 2019 à la HATVP leur déclaration annuelle portant sur les actions de représentation d'intérêts réalisées au cours de l'année 2018.

Au niveau européen, EDF est inscrit au registre de transparence du Parlement européen et de la Commission européenne et applique le Code de conduite qui lui est annexé. L'estimation des coûts annuels liés aux activités couvertes par le registre de transparence européen est en 2016, 2017 et 2018 de l'ordre de 2 millions d'euros.

Les principales actions pour 2018 ont porté sur :

- les discussions législatives autour du Paquet Énergie Propre. À cette occasion, de nombreuses rencontres et événements ont été organisées pour sensibiliser et informer les parties prenantes sur les enjeux prioritaires pour l'entreprise. Parmi ceux-ci, le Groupe a eu l'occasion de rappeler l'importance qu'il accorde à une meilleure coordination des politiques européennes entre elles (renouvelables, efficacité énergétique, lutte contre le réchauffement climatique), aux solutions de long terme permettant de conforter la sécurité d'approvisionnement en Europe et de donner de la visibilité aux investissements décarbonés et à la fixation du juste prix du CO_2 ;
- la préparation par la Commission européenne de sa stratégie de réduction des émissions de gaz à effet de serre à long terme, le Groupe a affiché la nécessité de maintenir un cap volontariste sur l'objectif de réduction des émissions de CO_2. Il s'attache également à faire valoir 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 ;
- Les travaux initiés par la Commission européenne en matière de finance durable ont pour leur part conduit EDF, qui considère que les investisseurs de long terme devraient contribuer aux objectifs de l'accord de Paris, à préconiser davantage de transparence sur les critères de durabilité dans les portefeuilles de gestionnaires d'actifs. Enfin, le règlement sur le filtrage des investissements étrangers a fait l'objet d'un suivi attentif de façon à préserver garanties juridiques, proportionnalité du filtrage, ainsi que complémentarité et valeur ajoutée européenne.

Le non-financement de partis politiques

Le groupe EDF respecte les lois et règlementations en vigueur concernant le financement des partis politiques. 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 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. En Belgique, EDF Luminus n'a versé aucune contribution aux partis politiques. Aucun versement n'a été effectué en Amérique latine et en Asie. Dans les pays où il est autorisé (par exemple aux États-Unis), les sociétés du groupe EDF peuvent déterminer s'il est approprié de fournir un soutien financier. Les sociétés du Groupe concernées doivent reporter tout financement à leur maison-mère chaque année (déclaration des bénéficiaires et montants associés). En 2018, le montant des versements aux Etats-Unis par EDF Renouvelables s'est établit à 39 000 USD sous forme de *Political Action Committee* et 26 500 USD sous forme de *political contributions*.

3.5.1.3 Les autres programmes de conformité

La PECG 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.

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'une des exigences majeures de la Charte Éthique Groupe et elle est portée 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

(1) hatvp.fr/fiche-organisation/?organisation=552081317

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 signalement recevable porté à la connaissance du dispositif d'alerte est traité, conformément à la politique de tolérance zéro du Groupe.

Deux vidéos de sensibilisation (l'une sur le harcèlement, l'autre sur la discrimination) ont été déployées au sein du Groupe et deux guides Repères pour prévenir et traiter les situations de harcèlement moral et sexuel sont rédigés et seront déployés au premier semestre 2019. Ils sont à destination du *management* et de la fonction RH, ainsi que des Responsables Ethique et Conformité d'entités.

Lutte contre la fraude

La lutte contre la fraude est une préoccupation majeure depuis fin 2010 ou 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.

La PECG a renforcé ses instruments de lutte contre la fraude. Mi-2017, après validation en Comité exécutif Groupe, une note d'instruction à destination des dirigeants a été diffusée. Elle acte d'une définition commune au Groupe et décrit les exigences applicables à la prévention, la détection et le traitement d'une suspicion de fraude. Elle est complétée d'un guide support « Lutte contre la fraude » : à visée opérationnelle, il a pour objet d'expliciter pour la ligne managériale et le référent Fraude de l'entité (REC) les principaux contrôles à mener pour contribuer à la maîtrise des risques de fraude. Ce guide fera l'objet d'une actualisation régulière. Enfin, une vidéo de sensibilisation sur le sujet est en ligne sur l'intranet, consultable par l'ensemble des salariés.

Déontologie financière

La PECG 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 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.

Une cartographie pays des risques de blanchiment et financement du terrorisme est élaborée chaque trimestre par la DECG.

La prévention des abus de marché, du blanchiment et du financement du terrorisme font l'objet d'un chapitre dans le code de conduite éthique et conformité.

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 doté dès 2010 d'un Programme de conformité « droit de la 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 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 présentielles et d'actions de sensibilisation.

En parallèle, un guide de bonnes pratiques, des notes et des publications régulières sur l'actualité du droit de la concurrence sont largement diffusés.

La PECG porte aussi obligation aux dirigeants du Groupe de mettre en place dans leurs entités un dispositif prévoyant de former les collaborateurs aux règles du droit de la concurrence, de contrôler le respect des règles du droit de la concurrence par les collaborateurs et d'intégrer les règles du droit de la concurrence aux réflexions concernant la stratégie de l'entité.

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. Lancé fin 2016, ce *Serious Game* intitulé : Cap Antitrust - Serious Game en Droit de la concurrence «, est accessible à l'ensemble des collaborateurs du Groupe, sur le portail interne de formation du Groupe en plusieurs langues (français, anglais et italien). Au 31 décembre 2018, il a été suivi par plus de 1 400 salariés. En parallèle, a été lancé dès 2015 un module spécifique aux équipes commerciales françaises relatif aux contrats de long terme.

Ce dispositif en ligne est complété par des formations présentielles sur mesure pour certaines filiales et entités du Groupe. Au cours de l'année 2018, 319 salariés ont été formés dans le cadre de 16 formations présentielles, représentant environ 58 heures de formation dispensées.

Protection des données personnelles

La protection des données à caractère personnel (DCP) est aujourd'hui encadrée en France par la loi « Informatique et Libertés » n° 78-17 du 6 janvier 1978, modifiée, et le Règlement (UE) 2016/679 du 27 avril 2016, dit Règlement général pour la protection des données (RGPD), applicable depuis le 25 mai 2018. EDF, qui avait désigné un Correspondant Informatique et Liberté (CIL) dès 2006, a désigné son Délégué à la protection des données (DPO) le 25 mai, et l'a missionné comme Chef de file pour le Groupe. Le DPO est chargé de veiller au respect de la règlementation relative à la protection des DCP au sein de l'entreprise, tant en ce qui concerne les données personnelles de ses clients, que celles de ses salariés, prestataires ou partenaires.

Les travaux réalisés dans le cadre de la mise en conformité du Groupe aux exigences du RGPD ont notamment conduits à la nomination d'une vingtaine de DPO dans les filiales France et Europe, sous l'animation et la coordination du DPO Chef de file d'EDF. Le Réseau Informatique et Libertés du Groupe a non seulement été renforcé dans les filiales, mais également dans les directions de l'entreprise qui disposent d'Interlocuteurs Informatiques et Libertés (I2L), relais du DPO dans leur entité. Les salariés et prestataires ont été sensibilisés à la protection des DCP, notamment *via* un parcours vidéo disponible dans l'intranet de l'entreprise.

Conformité aux réglementations sectorielles

En application de la PECG, 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 marché de gros de l'énergie notamment en obligeant les acteurs de marché à publier les informations privilégiées qu'ils détiennent, à déclarer aux régulateurs énergie les transactions et les ordres passés sur les marchés et en formalisant l'interdiction des abus de marché.

Un « REMIT Group Compliance Officer » a été nommé en septembre 2017 avec pour mission de prévenir les risques de non-conformité à la règlementation en développant un environnement de contrôle adapté. Dans ce contexte, la politique Ethique et Conformité a été complétée par une note d'instruction groupe et une note d'application de la règlementation sur le marché français de l'énergie. Destinées à formaliser une compréhension commune des enjeux et des principes clés à mettre en œuvre, ces orientations répondent aux attentes de l'ACER (préconisations non contraignantes), et de la CRE (délibération du 25.03.2018) qui insistent sur la responsabilité des acteurs de marché pour définir des modalités d'application du règlement adaptées à leur situation respective. Des dispositifs de formation des salariés concernés sont opérationnels ou en cours de développement dans les principales entités du groupe (EDF, EDF Energy, Edison).

La PECG fait également obligation aux entités concernées par l'exportation, y compris intra-communautaire, 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 PECG 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 et, en appui, a déployé des outils permettant aux Responsables Ethique et 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.

3.5.2 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 2017 par le Comité exécutif.

Fin 2018, le Groupe a, comme l'année précédente, télétransmis à l'administration fiscale française sa déclaration pays par pays (« Country by Country *Reporting* ») des données de l'exercice 2017 conformément aux dispositions de l'article 223 quinquies C du Code général des impôts qui fait suite aux recommandations de l'OCDE.

3.5.2.1 La politique fiscale Groupe

Un périmètre large

La politique couvre l'ensemble des impôts du Groupe : impôts directs et indirects, taxes, contributions, prélèvements de toute 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).

Cette politique 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. L'ensemble du 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. Trois captives d'EDF sont situées respectivement en Irlande et au Luxembourg :

- Wagram Insurance Company DAC. (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 ;
- Tereco (Framatome 100 %), société de réassurance du périmètre Framatome située au Luxembourg pour réassurer un portefeuille de risques dont celui de la responsabilité civile nucléaire de Framatome.

3.5.2.2 Les impôts payés par le Groupe

En 2018, le groupe EDF a supporté une charge de 3 697 millions d'euros d'impôts et de taxes en EBITDA [2], en hausse de 156 millions d'euros par rapport à 2017 soit + 4,4 % (dont + 3,3 % en croissance organique).

Ainsi, le groupe EDF contribue au développement des territoires français par un versement annuel de plus de 1,8 milliards d'euros d'impôts locaux au bénéfice des collectivités locales.

Concernant l'impôt sur le résultat, le taux effectif d'impôt (TEI) de -31,54 % en 2018 [3] est essentiellement lié à la diminution du résultat avant impôt des sociétés intégrées et à des éléments non récurrents.

RAPPROCHEMENT DE LA CHARGE D'IMPÔT THÉORIQUE ET DE LA CHARGE D'IMPÔT EFFECTIVE (PREUVE D'IMPÔT)

(en millions d'euros)	2018
Résultat des sociétés intégrées avant impôt	**473**
Taux d'impôt sur les bénéfices applicable à la maison mère	34,43 %
Charge théorique d'impôt	**(163)**
Différences de taux d'imposition	(90)
Différences permanentes (a)	30
Impôts sans base (b)	239
Actifs d'impôts différés non reconnus	132
Autres	1
CHARGE RÉELLE D'IMPÔT	**149**
TAUX EFFECTIF D'IMPÔT	**- 31,54 %**

Ainsi, la différence entre le taux d'impôt théorique et le taux effectif s'explique principalement par :

- (a) L'impact favorable des cessions de participations et d'actifs soumis à un taux réduit d'imposition pour 199 millions d'euros ;
- (b) L'impact favorable de la déduction des rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée pour 203 millions d'euros.

Retraité de ces éléments non récurrents, le taux effectif d'impôt courant en 2018 est de 25,7 %, contre 18 % en 2017.

L'impôt sur le résultat payé par le Groupe s'élève à 389 millions d'euros en 2018 (771 millions d'euros en 2017) : la baisse du décaissement d'impôt de 382 millions d'euros est essentiellement due à une diminution significative des résultats fiscaux en France.

(1) Cash fiscal : impôt décaissé.
(2) Voir la note 11 Impôts et taxes de l'annexe aux comptes consolidés.
(3) Voir la note 16.2 Impôts sur les résultats de l'annexe aux comptes consolidés.

DÉTAIL DES IMPÔTS SUR LE RÉSULTAT PAYÉS DANS L'ENSEMBLE DES PAYS DES FILIALES DU GROUPE

Pays *(en millions d'euros)*	**2018**	**2017**	**2016**
France	162	488	445
Belgique	87	84	70
Egypte	73	76	46
Italie	45	13	117
Brésil	41	62	31
Grèce	8	6	3
Canada	5	(2)	(5)
Mexique	2	13	0
Irlande	2	n.s.	n.s.
US	1	9	(4)
Chili	1	(2)	7
Vietnam	1	1	1
Pologne	1	18	8
Allemagne	1	1	3
Afrique du Sud	n.s.	(1)	0
Espagne	n.s.	8	0
Turquie	n.s.	n.s.	n.s.
Russie	n.s.	n.s.	n.s.
Luxembourg	n.s.	(1)	(1)
Slovaquie	n.s.	0	0
Portugal	0	0	(1)
Hongrie	0	0	20
Israël	0	0	0
Pays-Bas	0	0	5
Autriche	0	0	0
Suisse	0	n.s.	0
Danemark	0	n.s.	0
Singapore	0	0	2
Japon	0	0	0
Bulgarie	0	0	n.s.
UK	(12)	29	151
Chine	(14)	2	0
Norvège	(16)	(34)	(62)
TOTAL	**389**	**771**	**838**
Laos (société mise en équivalence)	7	6	2
TOTAL	**396**	**778**	**840**

3.6 MÉCÉNAT



Depuis plus de 30 ans, au travers de son mécénat, le groupe EDF a marqué son engagement en faveur des actions portées par la société civile [1]. Chaque année, la Fondation accompagne près de 150 porteurs d'innovation sociale.

Depuis le 1er janvier 2016, la Fondation d'entreprise groupe EDF procède d'une démarche commune de plusieurs filiales du Groupe, 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.

Engagement

Les actions solidaires constituent la base d'intervention de la Fondation groupe EDF. En 2018, elle a accompagné 35 nouvelles actions en matière de lutte contre la précarité, d'insertion sociale des jeunes et d'éducation.

Parce que le progrès scientifique et technologique contribue, en définitive, au progrès humain, la Fondation groupe EDF intervient en faveur de :

- l'accès à la connaissance et au savoir pour développer la compréhension des technologies, favoriser le goût des plus jeunes pour la science et l'innovation et susciter des vocations scientifiques notamment auprès des jeunes filles ;
- la recherche médicale afin d'améliorer la qualité et l'espérance de vie du plus grand nombre grâce aux innovations techniques et thérapeutiques ;
- le progrès numérique, utilisant la révolution digitale comme un levier de renouveau de notre cohésion sociale.

En 2018, la Fondation a consacré près de 3,5 millions d'euros au financement d'actions relevant directement de la solidarité et du progrès en France.

La Fondation anime un espace culturel qui propose gratuitement un cycle d'expositions et de rencontres. En 2018, avec les expositions « La Belle Vie Numérique ! » et « 1, 2, 3 Data », elle a accueilli 70 839 visiteurs.

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.

Depuis quatre ans, elle a mis en place un appel à projets destiné à ses salariés, engagés dans des associations ; cette initiative, qui connaît un succès croissant, a permis de mettre en place un réseau de plus de 550 salariés identifiés dans des structures d'intérêt général.

Partenariats

Progressivement, la Fondation 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 ; dans le domaine du handicap par exemple, des salariés ont participé à des challenges solidaires consistant à renseigner, au profit de l'association Jaccede, des lieux accessibles aux personnes en situation de handicap.

De même, les ingénieurs chercheurs d'EDF R&D mettent l'excellence de leur savoir-faire technologique au profit d'instituts qui œuvrent en faveur de l'intérêt général, et plus précisément de la recherche médicale et de la culture, *via* le mécénat de compétence.

La Fondation groupe EDF est un partenaire historique du Téléthon ; en plus du financement par la Fondation des projets de recherche sur les maladies génétiques ; des centaines de salariés du groupe EDF se mobilisent au travers différentes actions (dons d'heures, manifestations, tours cyclistes, etc.).

La Fondation contribue également à l'économie sociale et solidaire au travers du Fonds Agir Pour l'Emploi [2] dans le cadre d'un dispositif d'abondement original des dons. En 2018, on comptait 12 289 donateurs parmi les salariés ou retraités du Groupe. Le montant des aides financières accordées s'élevait à 2 243 880 € et a permis la création ou la consolidation de 3 473 emplois.

Depuis 2010, au travers des Trophées des Associations, la Fondation récompense chaque année une cinquantaine d'actions exemplaires en faveur des jeunes portées par des petites associations. En 2018, pour la première fois, il s'agit de projets à venir et non d'actions réalisées ; une régionalisation de certains prix est également instaurée.

À l'international

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 2018, elle a soutenu une quarantaine de projets donnant lieu à 56 missions techniques réalisées par 35 salariés dans 13 pays différents. Par ailleurs, elle soutient l'engagement bénévole de salariés engagés dans des associations de solidarité internationale par le biais de congés solidaires : 45 salariés ont ainsi bénéficié d'un tel soutien en 2018.

En Grande-Bretagne, EDF Energy axe sa politique de mécénat sur le développement durable et le soutien aux communautés locales. Ainsi, le programme éducatif Pod, primé par EDF Energy, a été lancé en 2008 afin d'enseigner à 2,5 millions d'enfants les principes de l'utilisation durable de l'énergie. EDF Energy accorde également 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, Breast Cancer Now, partenaire caritatif dont le but est de contribuer à la recherche sur le cancer du sein, à la sensibilisation sur 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.

(1) Voir aussi : fondation.edf.com/fr
(2) FAPE : fape-edf.fr

3.7 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 2018, les excellents résultats d'EDF ont encore progressé : maintien dans l'indice DJSI World, réintégration de la « A list » du CDP Climate Change, confirmation dans l'indice STOXX ESG Leaders et présence dans tous les indices Euronext VigéoEiris.

Indices boursiers éthiques et évaluations des agences de notation extra-financières

Dow Jones Sustainability Indexes (DJSI)

En 2018, EDF obtient le très bon score de 79 sur 100, tandis que la moyenne du secteur des Electric Utilities se situe à 46/100. Pour la 3e année consécutive EDF est membre du prestigieux indice DJSI Word intégré pour la première fois en 2016. EDF fait partie des 478 « Sustainability Leaders » parmi les 2 479 entreprises évaluées par RobecoSam en 2018 et se classe 8e au sein des 91 Electric Utilities (5e sur 98 en 2017, 6e sur 92 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.

CDP Climate Change

En 2018 EDF réintégre la très exigeante « A List » obtenue pour la première fois en 2016. En 2017, EDF avait obtenu la note de A- et le niveau leadership. En 2015 EDF avait obtenu 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 Security

EDF a obtenu la note de C en 2018, (B en 2017, niveau Management, comme en 2016 et en 2015 sur une 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 Security du questionnaire Supply Chain.

Indice 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 2018 l'inclusion du groupe EDF dans l'indice a été une nouvelle fois renouvelée. En 2018, la notation globale est de 4,4 sur 5 et le groupe EDF se classe 3e de son secteur d'activité, les « Utilities », parmi toutes les entreprises évaluées en obtenant la performance relative de 95/100.

Indices Euronext 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 2018, EDF fait partie de tous les indices auxquels il peut prétendre : indices Euronext VigéoEiris World 120, Europe 120, Eurozone 120 et France 20. En 2018, EDF a obtenu une note de 66 sur 100, en progression de 6 points par rapport à la précédente notation (60/100 en 2016 et 58/100 à fin 2014) et atteint ainsi pour la 2e fois le niveau « advanced ». Il se classe 5e des 62 entreprises du secteur des Electric & Gas Utilities.

Sustainalytics

En 2018, EDF obtient l'excellent score de 83/100, en progression de 1 point par rapport à 2017 (82/100), de 5 points par rapport à 2015 (78/100) et de 7 points par rapport à 2014 et se classe 6e sur les 193 entreprises du secteur des Utilities. Il figure parmi les 4 % meilleurs du secteur. Pour la 2e année consécutive, le groupe EDF est leader parmi ses pairs, c'est-à-dire les entreprises de taille comparable dans son secteur d'activité. EDF est membre de l'indice STOXX ESG Leaders Index.

ISS-OEKOM

En 2018, EDF a obtenu la note globale de C+ et obtient pour la 2e année consécutive la note de B- sur la partie « Social et Gouvernance ». La notation globale est stable depuis 5 ans (C+ en 2017, 2016, 2015 et 2014 et C en 2013, sur une échelle de D- à A+). Sur les 104 entreprises du secteur des Electric Utilities évaluées par ISS-OEKOM en 2018, EDF fait partie des 20 % meilleures et se trouve être une des rares entreprises du secteur à obtenir la note de B- sur la partie « Social et Gouvernance » de l'évaluation.

Morgan Stanley Capital International (MSCI)

En 2018, EDF obtient le niveau Advanced Level, avec un score de A (sur une échelle de CCC à AAA), comme en 2017, 2016 et 2015.

EcoVadis

EDF obtient en novembre 2017 l'excellent score de 75/100 et le niveau Advanced Level, en progression de 3 points par rapport à 2016 (72/100) 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 60/100. La notation 2018 sera connue au premier trimestre 2019, soit après la rédaction de ce document. Les résultats seront publiés dans le cahier des indicateurs 2018, consultables sur le site edf. fr

Afnor Acesia Solutions Achats

En 2018 EDF obtient la note de 98 sur 100, comme en 2017, 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 3 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 7e place du classement global (en progression de 22 points par rapport à l'enquête précédente de 2013, 20e du classement). La prochaine évaluation aura lieu mi 2019.

Centre Français d'Information sur les Entreprises (CFIE)

Depuis 16 ans, le CFIE publie chaque année une étude sur la qualité de l'information sociale et environnementale publiée dans les rapports annuels des grandes entreprises françaises, qualité appréciée en fonction de l'exhaustivité et de la précision des informations fournies. En 2018, pour la 2e année consécutive, le Groupe se classe 1er des 22 grandes entreprises évaluées, avec la note de 74,4/100 (77,3/100 et 1er sur 22 en 2017, 75/100 et 2e sur 36 en 2016, 74/100 et 2e sur 36 en 2015).

3.8 ANNEXES ET GRILLES DE CORRESPONDANCES

3.8.1 PLAN DE VIGILANCE



Conformément à la loi n° 2017-399 du 27 mars 2017 relative au devoir de vigilance des sociétés mères et des entreprises donneuses d'ordre, le groupe EDF a publié dans son document de référence 2017, une première version de son plan de vigilance. Dans une démarche de progrès continu, le dispositif mis en place pour l'élaboration du deuxième plan de vigilance incluant le suivi des mesures mises en œuvre et l'évaluation de leur efficacité, a visé à renforcer la sensibilisation de l'ensemble des acteurs concernés et à approfondir et compléter les démarches engagées. Cette deuxième version du plan de vigilance du groupe EDF rend compte de la façon dont le plan a été déployé et dont les différentes entités ont progressé sur les différentes parties du plan. En 2018, le plan de vigilance a été présenté au Comité gouvernance et responsabilité d'entreprise du Conseil d'administration.

3.8.1.1 Principales caractéristiques d'EDF au regard de la loi

Le groupe EDF est un énergéticien intégré, présent sur l'ensemble des métiers de l'électricité : la production nucléaire, renouvelable et thermique classique, le transport, la distribution, 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 et possède des positions fortes en Europe (notamment au Royaume-Uni, en Italie et en Belgique). Il est présent dans la conception et la fabrication d'équipements et de combustibles pour les réacteurs nucléaires avec l'intégration en 2018 de Framatome.

Au regard des droits humains et des libertés fondamentales, le groupe EDF opère essentiellement dans les pays de l'OCDE. Il possède néanmoins des actifs et mène des projets dans des pays qui peuvent être qualifiés, au regard des droits humains et des libertés fondamentales, de « pays à risque » (par exemple en Asie du Sud-est, en Amérique latine) et nécessitent une vigilance particulière y compris dans les relations avec nos partenaires. S'agissant de sa chaîne d'approvisionnement, si plus de 95 % de ses fournisseurs de rang 1 gérés par la Direction des Achats Groupe sont localisés en France ou dans l'Union européenne, les fournisseurs de certaines filiales ou ceux impliqués dans les projets internationaux font l'objet d'une attention renforcée.

Dans le domaine de la santé et de la sécurité des personnes, et en raison de son activité à caractère industriel, l'analyse des risques porte à la fois sur la santé et la sécurité des personnels (salariés, prestataires.) et sur les potentiels impacts sur les riverains, les communautés locales ou les clients. Les questions de santé dans la chaîne d'approvisionnement font l'objet d'un examen attentif (ex : utilisation des produits chimiques.).

Les impacts environnementaux sont plus particulièrement liés à notre activité de construction et d'exploitation d'ouvrages de production d'électricité et sont appréhendés dans le cadre d'un système de *management*. Les performances environnementales des fournisseurs font l'objet de clauses contractuelles et sont régulièrement évaluées.

3.8.1.2 Gouvernance et périmètre

Périmètre du plan

Le périmètre du plan de vigilance couvre EDF ainsi que ses filiales contrôlées [(1)].

S'agissant des fournisseurs, le plan concerne 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 des fournisseurs de combustibles gérés par la Division Combustibles nucléaires ou EDF Trading Logistics pour le compte de la DOAAT).

La loi sur le Devoir de vigilance prévoit que les filiales françaises qui dépassent les seuils sont couvertes par le plan de vigilance de la maison-mère. Comme en 2017, la filiale Dalkia a été intégrée dans le plan ; à cela s'ajoute, pour la première année, Framatome qui a rejoint le Groupe en 2018. RTE et Enedis, gestionnaires des réseaux de transport et de distribution, filiales gérées en toute indépendance, réalisent et publient leur propre plan de vigilance.

Méthodologie d'élaboration

L'élaboration du plan associe l'ensemble des acteurs du groupe EDF.

Ont été impliqués dans la réalisation du plan :

- les directions Corporate : la Direction Développement Durable (pilotage), la Direction juridique, la Direction des risques groupe et la Direction des Achats Groupe ;
- les directions ou entités portant des projets à l'international : Direction Internationale, EDF Renouvelables, etc. ;
- les autres directions métiers et les sociétés du Groupe, y compris leurs filiales et leurs fournisseurs ;
- les organisations syndicales représentatives dans le cadre de l'accord mondial sur la responsabilité sociale du groupe EDF.

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, Ethique et conformité, développement durable, santé sécurité, achats. Ces politiques s'appliquent à toutes les sociétés contrôlées du groupe EDF ;
- engagements internes : code de conduite, charte éthique, charte développement durable fournisseurs ;
- engagements externes : Global Compact des Nations-Unies, principes directeurs de l'OCDE, accord mondial sur la RSE, label relations fournisseurs et achats responsables.

3.8.1.3 Association des parties prenantes

L'année 2018 a été marquée par la signature le 19 juin 2018 d'un nouvel accord mondial sur la responsabilité sociale avec les syndicats du Groupe et deux fédérations syndicales internationales (IndustriAll et ISP). Pour la première fois, un accord fait explicitement référence à la mise en œuvre de la loi sur le Devoir de vigilance dans l'ensemble du Groupe ; il y est indiqué que « le plan de vigilance sera élaboré et mis en place en association avec les parties prenantes de l'entreprise y compris les organisations représentatives des salariés ». Le bilan annuel du plan de vigilance sera présenté au prochain Comité de suivi de l'accord mondial.

Plusieurs réunions ont été tenues avec le Comité de suivi afin de partager la méthodologie et associer les représentants du personnel d'EDF et des filiales à la détection des risques dans leurs entités.

Par ailleurs, EDF a participé dans le cadre de l'association Entreprises pour les droits de l'homme (EDH [(2)]) à des échanges avec d'autres entreprises et avec des ONG en vue de comparer les pratiques des entreprises et d'améliorer les processus d'élaboration du plan de vigilance.

3.8.1.4 Contenu du plan de vigilance du groupe EDF

La cartographie des risques saillants

Les entités produisent annuellement une cartographie des risques sur la base d'une méthodologie commune à l'ensemble du Groupe basée sur la responsabilité du *management*, une identification des risques internes et externes aussi large que possible, une méthodologie commune d'évaluation de l'impact et de la maîtrise des risques, la description de plan d'actions de traitement des risques et une évaluation de leur efficacité. Les risques couverts par le devoir de vigilance, bien que tournés vers les risques que l'entreprise, ses filiales et ses fournisseurs peuvent faire courir à leurs parties prenantes, ont vocation à être appréhendés et suivis de manière similaire.

Les risques environnementaux sont clairement identifiés et intégrés dans le système de *management* de l'environnement du groupe (SME) et au dispositif de contrôle

(1) Filiales intégrées dans le périmètre de consolidation par intégration globale au sens de l'article L. 233-16 du Code de commerce (en France et à l'étranger)
(2) e-dh.org

interne. Ils sont plus spécialement liés à l'activité industrielle du Groupe et portent principalement sur les émissions de GES, les impacts sur l'eau, l'air, les sols, et la production de déchets conventionnels et radioactifs. Une attention particulière est portée sur la préservation de la biodiversité et des services rendus par les écosystèmes, ainsi que sur la gestion de la ressource en eau. A ce titre une étude a été finalisée en 2018 avec l'aide du WCMC (World conservation monitoring center) qui priorise les sites les plus sensibles à la biodiversité, chevauchant généralement une aire protégée de haut profil. L'actualisation 2018 de la cartographie des risques ne souligne pas de nouveaux risques environnementaux.

Les risques liés aux droits de l'homme et aux libertés fondamentales sont appréciés en fonction des pays où l'entreprise, ses filiales ou ses fournisseurs opèrent, avec une attention particulière sur les pays à risques [1]. Des risques ont par exemple été identifiés tels que risques de travail forcé liés aux conditions de transport de fioul ou risques de violation des droits des peuples autochtones dans le cadre de projets industriels en Amérique latine. La Direction Internationale a identifié en Birmanie, dans le cadre du projet Shweli3, un risque lié au conflit entre l'armée et les indépendantistes. Par ailleurs, EDF Energy a rendu compte des risques de travail forcé dans son « statement » exigé par le UK Modern slavery act 2015.

Les risques santé et sécurité des personnes concernent les risques touchant nos salariés, nos prestataires (accidents du travail, maladies professionnelles – amiante, rayonnements ionisants) et des salariés de nos fournisseurs, ainsi que les risques liés à nos installations industrielles pouvant affecter les riverains et les communautés locales (exemple de lâchés d'eau dans les barrages hydrauliques susceptibles d'impacter les promeneurs ; ces risques font l'objet de campagnes d'information et de balisage). EDF déploie également des dispositifs d'information sur les usages de l'électricité pour renforcer la santé et la sécurité des consommateurs.

Les actions de prévention et d'atténuation des risques

Les politiques Groupe ont été entièrement réécrites depuis 2015 et fixent les exigences à respecter par l'ensemble des entités.

Sur les domaines relevant du plan de vigilance (environnement, santé et sécurité des personnes et droits humains et libertés fondamentales) des objectifs clairs et s'imposant à tous ont été définis.

La politique Développement durable du groupe EDF (2018) déclare « ne tolérer aucune atteinte aux droits de l'homme dans toutes ses activités et chez ses fournisseurs » ; cette déclaration est reprise dans l'accord mondial RSE qui fait même des droits de l'homme « une condition préalable à toutes les activités » du groupe EDF. Pour ce qui est de l'environnement, le groupe EDF maintient sa certification ISO 14001 obtenue pour la première fois en 2002. Les processus mis en œuvre dans le cadre de cette certification contribuent à renforcer la maîtrise des risques environnementaux.

La politique Santé et sécurité du groupe EDF (2018) affirme que « la santé des salariés et des prestataires est le bien le plus précieux du groupe EDF », avec comme priorité absolue l'éradication des accidents mortels (voir section 3.2.2.1). Toutes les sociétés du Groupe s'autoévaluent selon 10 règles vitales et les exigences *BEST* ; elles mettent en place les plans d'amélioration visant ce niveau d'excellence. Dirigeants, *managers*, salariés et prestataires s'engagent dans cette démarche. Par ailleurs, le groupe EDF promeut le concept de santé globale qui inclut la maîtrise des risques et les actions de prévention, y compris en matière d'addictions, ainsi que l'amplification des campagnes de santé publique.

La politique Achats Groupe (2017) est prescriptive pour tous les achats réalisés au sein du Groupe. Elle indique que « le respect des engagements contractuels et de la politique Développement durable exigeante en matière de respect des personnes et de l'environnement constitue le socle de la relation avec les fournisseurs du Groupe ». Des écarts graves constatés chez nos fournisseurs peuvent remettre en cause la relation contractuelle, jusqu'à sa rupture.

Pour les nouveaux projets français et internationaux de plus de 50 millions d'euros, l'identification des risques est réalisée à l'aide d'une grille de criblage qui a été adaptée en 2018 pour intégrer l'ensemble des risques « devoir de vigilance », et discutée en CECEG (Comité des engagements du Comité exécutif groupe). Les projets 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 mécanisme d'alerte et de recueil d'alerte

En septembre 2018, le groupe EDF a mis en place un nouveau dispositif d'alerte qui donne la possibilité aux salariés du groupe EDF, aux collaborateurs extérieurs et aux tiers de faire des signalements concernant des atteintes graves envers les droits humains et les libertés fondamentales, la santé et sécurité des personnes et l'environnement. Ce dispositif est accessible en 6 langues et garantit une protection à son auteur. À fin 2018, aucune alerte « devoir de vigilance » n'a été enregistrée.

Le dispositif de suivi des mesures mises en œuvre et d'évaluation de leur efficacité

Pour l'année 2018, le dispositif de suivi a été renforcé en introduisant une fiche Plan de vigilance dans le guide de contrôle interne qui s'impose aux entités concernées. Cette fiche a pour but d'apprécier et de justifier la cotation des risques identifiés (analyse des résultats, faits, causes, conséquences), d'apprécier la maîtrise et la performance de l'entité et d'indiquer les objectifs de leur plan d'action pour 2019. Un focus particulier est demandé sur l'évaluation des fournisseurs (mise en œuvre du volet achats responsables de la politique achats Groupe, y compris pour les nouveaux fournisseurs).

Sans prétendre être exhaustif, on peut signaler les dispositions prises par les entités du Groupe parmi les plus concernées :

EDF

- Direction Internationale (DI) : en 2018, elle a institué un pôle Environnement et social en vue de mettre en place une démarche de vigilance dans l'ensemble des grands projets qu'elle conduit (notamment sur les risques droits humains). Une vigilance particulière sera demandée aux filiales contrôlées et une réflexion est en cours pour les filiales non contrôlées ;
- Direction des Achats Groupe (DAG) : sur la base d'une cartographie des risques DDRS (développement durable/responsabilité sociétale) la Direction des Achats Groupe met en œuvre des dispositifs de surveillance des fournisseurs de rang 1. Pour certains secteurs à risques (vêtements de travail, produits chimiques, etc.), des audits externes sont menés sur l'ensemble de la supply chain. En 2019, une révision des risques DDRS sera finalisée pour mieux intégrer les dispositions liées au devoir de vigilance. Le dispositif de contrôle par questionnaire sera revu pour améliorer la qualité des réponses. L'évaluation de risques DDRS à l'occasion de nouveaux appels d'offre sera progressivement mise en place en 2019 ;
- Division de la Production Nucléaire (DPN) : elle qualifie ses prestataires sur les champs sécurité et environnement. Des plans de prévention (décret de 1992) sont rédigés et mis en œuvre avec les entreprises prestataires afin de traiter les risques sécurité et radioprotection. Des contrôles sont effectués dans les usines de nos fournisseurs et des audits de qualification sont réalisés pour les nouveaux entrants. Des programmes de surveillance et des fiches d'évaluation in situ traitent des domaines sécurité et environnement. Un numéro vert [2] est mis à disposition pour dénoncer d'éventuelles pratiques déviantes ;
- Division Combustibles Nucléaires : depuis 2011, EDF réalise périodiquement des audits de mines (2 à 3 par an) sur la base d'une méthode élaborée avec World Nuclear Association (WNA), constituant un cadre standardisé et reconnu par tous les acteurs de la filière. Le dispositif prend en compte la problématique des droits humains et des libertés fondamentales : droits de l'homme, registre d'alerte, 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. Des recommandations peuvent être émises, ainsi qu'un plan d'amélioration si nécessaire. Ces principes définis par WNA déclinent ceux de l'International Council on Mining and Metals pour l'extraction et l'exploitation durable de l'uranium. 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 ;
- Direction Optimisation Amont Aval & Trading (DOAAT) : le contrat charbon a été amendé pour y inclure une clause « devoir de vigilance » à l'occasion du transfert de l'activité « trading charbon » d'EDF Trading à JERA (qui s'est par ailleurs engagé à continuer à s'appuyer sur des audits conduits par Bettercoal). Le

(1) Sur la base d'une analyse des risques pays.

(2) Il existe sur chaque site nucléaire EDF une instance de suivi que tous les ints prestataires peuvent contacteur des faits contrôlables relatifs à des difficultés en matière de prévention des risques, de dosimétrie, de formation, de conditions de travail et de conditions de séjour sur site. L'anonymat est garanti aux personnes qui le souhaitent. L'instance de suivi n'intervient pas dans le processus de négociation sociale au sein des entreprises prestataires. Elle a en revanche un rôle d'alerte et d'information à destination de la Direction d'EDF.

contrat fioul avec EDF Trading Logistics a été amendé avec les mêmes exigences. Une clause de même type sera progressivement incluse dans les achats hors combustibles.

Filiales France

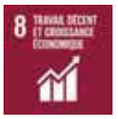
- Dalkia : les risques santé sécurité et environnement sont identifiés et font l'objet de plans spécifiques. Les risques « droits humains » font l'objet d'une nouvelle analyse spécifique qui se poursuivra en 2019 compte tenu du développement de Dalkia à l'international. Une action est prévue en 2019 sur le volet fournisseurs et sous-traitants, en cohérence avec la démarche conduite par la Direction des Achats Groupe ;
- Citelum : porteuse de projets à l'international, la filiale s'est engagée à définir en 2019 un plan d'actions sur les domaines droits humains, risques environnementaux et santé sécurité ;
- Framatome : Framatome a rejoint en 2018 le groupe EDF et a initié une démarche « devoir de vigilance ». La plupart des activités de Framatome s'exerce dans des pays de l'OCDE (France, Allemagne, Etats-Unis.) ; quelques fournisseurs à risques en matière de respect des droits humains ont été identifiés en Chine, en Russie et au Brésil. Une cartographie est en cours d'élaboration ; en regard de ses résultats, un plan d'action intégrant des indicateurs de suivi sera établi et mis en œuvre en 2019 ;
- EDF Renouvelables : en 2018, les cartographies des risques environnement et santé-sécurité ont été actualisées et des cartographies des risques droits de l'homme spécifiques à chaque grande zone géographique d'activité de la société ont été développées (Europe et Amérique du Nord, Asie, Afrique et Moyen-Orient, Amérique du Sud). Une revue des clauses contractuelles environnementales et sociales ainsi qu'une revue des process de maîtrise des risques environnementaux et sociaux ont été conduites, et une sensibilisation des équipes de la Direction des Achats Industriels sur les enjeux environnementaux, droits de l'homme, santé-sécurité des métiers du renouvelable a été organisée. Un plan de vigilance est en cours de formalisation.

Filiales étrangères

- EDF Energy : tout comme EDF Trading, cette filiale britannique est soumise au *UK Modern Slavery act* 2015 et a produit un « *statement* ». À cette occasion, la supply chain a été évaluée en fonction de l'ensemble des risques couverts par le devoir de vigilance et n'a pas fait apparaître de risques significatifs. Dans le cadre de son *BetterPlan*, EDF Energy s'est donné en 2019 l'objectif que ses 150 plus gros fournisseurs obtiennent l'accréditation « *CIPS Sustainability index* » ou équivalent. Tous les nouveaux fournisseurs entrent dans un processus de qualification ;
- EDF Luminus a un système de *management* santé sécurité (OHSAS 18001) qui couvre 80 % de l'ensemble des salariés. ECOVADIS a noté « *advanced* » la performance d'EDF Luminus sur les items « achats responsables » et « loyauté des pratiques » et « *outstanding* » pour « l'environnement » et « les conditions de travail ». Cette évaluation n'inclut pas les filiales. Tous les nouveaux fournisseurs font l'objet d'une analyse de risques. Aucun risque « droits de l'homme » et « environnement » n'a été identifié pour les fournisseurs de gaz ;
- EDF China : en 2018, les fournisseurs d'EDF China ont signé des contrats comportant des clauses relatives à la santé sécurité des travailleurs. Il sera demandé en 2019 aux fournisseurs de transmettre leurs certificats ISO 14001 ou OHSAS 18001. Pour les contrats de plus de 20 000 euros, les fournisseurs d'EDF China doivent signer une charte « développement durable ».

3.8.2 OBJECTIFS DÉVELOPPEMENT DURABLE DE L'ONU

		ORE	Ensemble
	Objectif 1 : Éradication de la pauvreté	3	§ 3.2.3
	Objectif 2 : Sécurité alimentaire et agriculture durable		
	Objectif 3 : Santé et bien-être	3, 6	§ 3.2.3 - § 3.3.2.3 - § 3.3.3.2 - § 3.6
	Objectif 4 : Éducation de qualité	5, 6	§ 3.1.1.3.5 / § 3.2.5 - § 3.6
	Objectif 5 : Égalité entre les femmes et les hommes	2	§ 3.2.2
	Objectif 6 : Gestion durable de l'eau pour tous		§ 3.3.2.2
	Objectif 7 : Énergies propres et d'un coût abordable	1	§ 3.2.1 - § 3.3.2.2 - § 3.3.2.5

		ORE	Ensemble
	Objectif 8 : Travail décent et croissance durable	4,5	§ 3.2.4 - § 3.2.5 - § 3.3.1 - § 3.5.2.1 - § 3.3.2.2 - § 3.3.2.5
	Objectif 9 : Infrastructures résilientes et innovation	4, 5	§ 3.2.4, § 3.2.5
	Objectif 10 : Réduction des inégalités	3	§ 3.2.3 - §3.6
	Objectif 11 : Villes et communautés durables		§ 3.3.1
	Objectif 12 : Consommation et production responsables	3, 5	§ 3.1.3.3.5 - § 3.2.3 - § 3.2.5 - § 3.3.1 - § 3.3.2.1 - § 3.3.3.1 - § 3.3.3.2 - § 3.3.3.4 - § 3.5 - § 3.8.1
	Objectif 13 : Lutte contre les changements climatiques	1	§ 3.2.1 - § 3.3.2.2
	Objectif 14 : Vie aquatique marine	6	§ 3.2.6 - § 3.3.2.2
	Objectif 15 : Vie terrestre	6	§ 3.2.6 - § 3.3.2.3 - § 3.3.2.4
	Objectif 16 : Paix, justice et institutions efficaces	5	§ 3.2.5 - § 3.3.2.1 - § 3.3.2.5
	Objectif 17 : Partenariats pour la réalisation des objectifs		

3.8.3 RECOMMANDATIONS DE LA TCFD

En complément de la section 3.2.1 « S'engager en faveur du climat », cette section résume la gouvernance sur la question du changement climatique, et présente de manière synthétique le tableau de concordance du DDR avec les recommandations de la TCFD.

Identification et gestion des risques

Le processus d'identification et de priorisation des risques tant au niveau du Groupe EDF qu'au niveau des entités, prend en compte les risques liés aux changements climatiques, y compris les risques réglementaires existants et émergents. Ces risques identifiés sont intégrés aux procédures plus générales de maîtrise des risques existantes.

Définition de la stratégie

Les risques et opportunités liés au changement climatique identifiés ont un impact important sur la stratégie du Groupe EDF notamment relative au développement des produits et services des différentes filiales, la mise en place de mesures d'adaptation et d'atténuation, l'investissement en recherche et développement, et les opérations du Groupe.

Adoption d'objectifs

Dans le cadre de la stratégie définie par le Groupe, des objectifs sont fixés, avec un objectif de réduction des émissions directes à 30 Mt CO_2 d'ici 2030 et de neutralité carbone en 2050. Des indicateurs clés sont suivis afin d'évaluer la performance environnementale et climat du Groupe (émissions directes et indirectes, consommation d'eau…), de faire évoluer la stratégie en conséquence et d'identifier de potentiels risques émergents.

Gouvernance

Le Conseil d'Administration et ses différents comités examinent les risques (notamment la cartographie des risques Groupe) et opportunités liés au changement climatique ainsi que leur impact sur la stratégie du Groupe et ses activités.

La Direction Développement Durable est responsable des questions liées au changement climatique, incluant l'évaluation et la gestion des éléments liés au changement climatique, en relation avec les directions du Groupe concernées, notamment en SD Committee. Cette responsabilité s'inscrit dans le cadre du pilotage stratégique de l'ensemble des enjeux RSE, exercé par le Comité Stratégique Responsabilité Sociale, présidé par un membre du Comex.

Le Comité exécutif examine annuellement le bilan des émissions vis-à-vis de la trajectoire de décarbonation du Groupe.

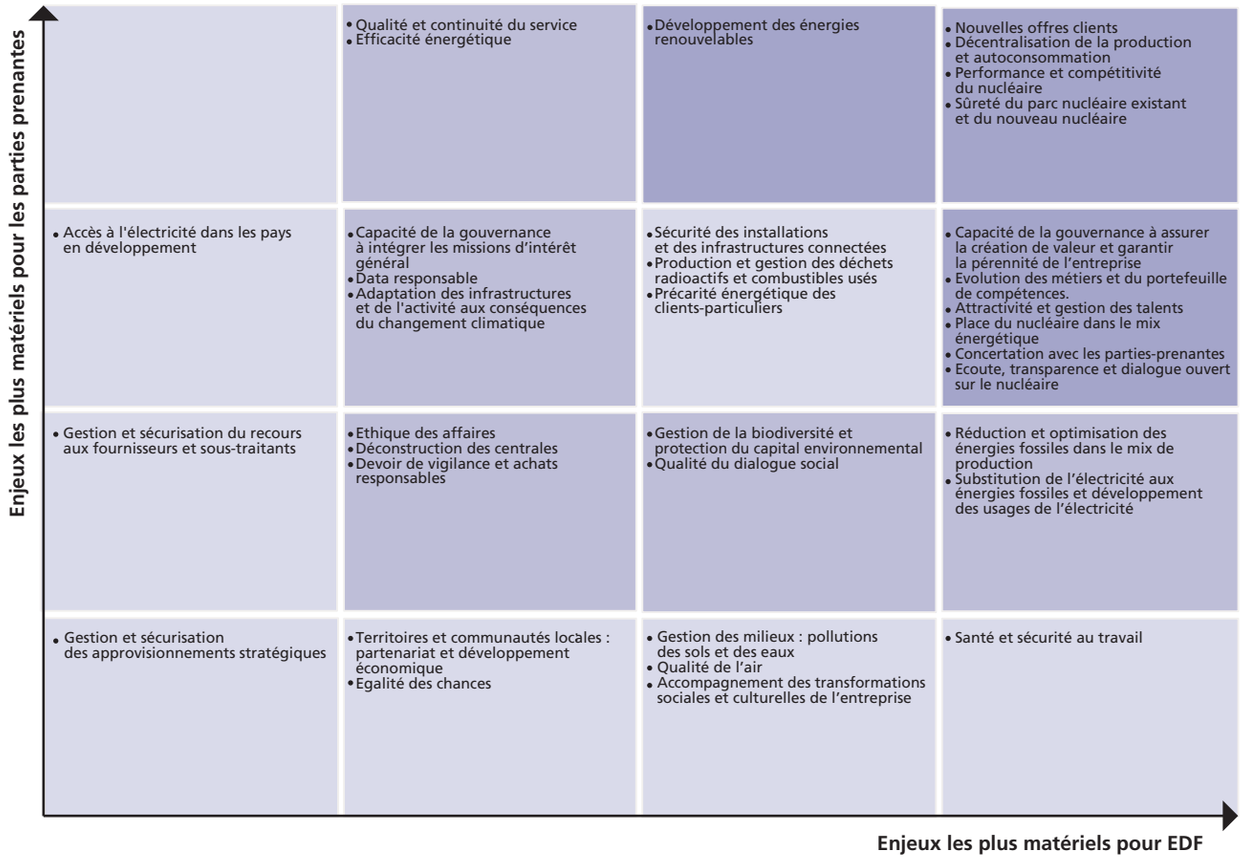
Table de concordance avec les recommandations de la TCFD	Sections correspondantes du Document de référence
1. Gouvernance	
1.1. Approche par le Conseil d'administration des risques et opportunités liés au climat	Section 3.1.3, section 3.2.1.2.3, section 4.2.2.3, section 4.2.2.8, section 4.2.3.1 et section 4.2.3.4
1.2. Description du rôle de la Direction dans l'appréhension et la gestion des risques et des opportunités liés au climat	Section 2.2.1.4.5, section 3.1.2.3, section 3.1.3 et section 3.2.1.2.3
2. Stratégie	
2.1. Description des risques et opportunités liés au climat à court, moyen et long terme	Section 2.1 et section 2.2.2.1.1
2.2. Description de l'impact potentiel des scénarios climatiques (de type 2 degrés) sur le modèle économique, la stratégie, y compris financière	Section 3.2.1.2.1 et section 3.2.1.2.2
2.3. Description de la résilience de la stratégie, prenant en compte les différents scenarii climatiques, y compris un scenario 2°C ou inférieur	Section 3.2.1.2.2
3. Gestion des risques	
3.1. Description du processus pour identifier, évaluer, et gérer les risques liés au changement climatique	Section 2.1 et section 2.2
3.2. Description des processus pour la gestion des risques liés au changement climatique	Section 2.2 et section 3.2.1.2.1
3.3. Description de l'intégration de ces processus à une stratégie plus globale de gestion des risques	Section 2.2
4. Indicateurs et objectifs	
4.1. Publication d'indicateurs pour évaluer les risques et opportunités liés au climat en ligne avec la stratégie et la gestion des risques de l'entreprise	Section 1.3.2.2, section 1.4.1.5.3, section 1.4.4.2.4, section 3.2.1.2.2, section 3.2.1.2.4, section 3.2.1.2.5, section 3.3.2.1.5, section 3.3.2.2.1, section 3.7 et section 6.8
4.2. Publication des scopes 1 et 2 et si approprié du scope 3 et des risques liés	Section 3.2.1.2.2 et section 3.2.1.2.4
4.3. Description des objectifs fixés par l'entreprise pour piloter les risques, les opportunités et la performance par rapport aux objectifs	Section 1.3.2, section 3.2.1.1, section 3.2.1.2.4 et section 3.2.1.2.5

3.8.4 MATRICE 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 identifie les enjeux importants et pertinents susceptibles d'avoir un impact sur la performance de l'entreprise, puis les hiérarchise 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 [1].

L'analyse de 2017, toujours utilisée en 2018, 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, ONGs, 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 Responsabilité d'Entreprise Stratégie.



(1) La norme Iso 26 000 et les travaux de l'International Integrated Reporting Council (IIRC) vont dans le même sens.

(2) Il s'agit du Panel de parties prenantes externes d'EDF, qui contribue à challenger les problématiques du Groupe qui lui sont soumises (cf. section 3.1.1.2.2 Les panels de parties prenantes).

#		Enjeux	Sections
1	Gouvernance	Capacité de la gouvernance à assurer la création de valeur et garantir la pérennité de l'entreprise à long terme	§1, §4, §3.1.3
2		Capacité de la gouvernance à intégrer les missions d'intérêt général	§1, §4, §3.1.3
3		Ethique des affaires	§3.5
4	*Business models*	Nouvelles offres clients	§3.2.4
5		Décentralisation de la production et autoconsommation	§3.2.4
6		Gestion et sécurisation des approvisionnements stratégiques	§2
7		Développement des énergies renouvelables	§1
8		Place du nucléaire dans le mix énergétique	§1
9	Décarbonation par la production et les usages	Réduction et optimisation des énergies fossiles dans le mix de production	§3.2.1.1
10		Efficacité énergétique	§3.2.4
11		Substitution de l'électricité aux énergies fossiles et développement des usages de l'électricité	§3.2.1, §3.2.4
12	Nucléaire	Sûreté du parc nucléaire existant et du Nouveau Nucléaire	§1
13		Performance et compétitivité du nucléaire	§1
14		Ecoute, transparence et dialogue ouvert sur le nucléaire	§1, §3.2.5
15		Gestion et sécurisation du recours aux fournisseurs et sous-traitants	§1, §3.3, §3.4
16		Production et gestion des déchets radioactifs et combustibles usés	§1.4.1.1.4
17		Déconstruction des centrales	§1.4.1.1.6
18	Infrastructures et continuité du service	Qualité et continuité du service	§3.2.1
19		Adaptation des infrastructures et de l'activité aux conséquences du CC	§3.3
20		Sécurité des installations et des infrastructures connectées	§3.2.2
21	Environnement	Gestion de la biodiversité et protection du capital environnemental	§3.2.6
22		Gestion des milieux : pollutions des sols et des eaux	§3.3
23		Qualité de l'air	§3.3
24	Employeur responsable	Evolution des métiers et du portefeuille de compétences	§3.2.2, §3.4
25		Accompagnement des transformations sociales et culturelles de l'entreprise	§1, §3.4
26		Santé et sécurité au travail	§3.2.2
27		Attractivité et gestion des talents	§3.4.1.4
28		Qualité du dialogue social	§3.4
29		Egalité des chances	§3.4
30	Partenaire responsable	Data responsable	§3.2.2, §3.2.4, §3.5
31		Accès à l'électricité dans les pays en développement	§3.3
32		Précarité énergétique des clients-particuliers	§3.2.3
33		Concertation avec les parties-prenantes	§3.2.5
34		Devoir de vigilance et achats responsables	§3.3.3.4, §3.8.1
35		Territoires et communautés locales : partenariat et développement économique	§3.2.4, §3.2.5, §3.3

3.9 DISPOSITIF DE *REPORTING* ET ÉLÉMENTS MÉTHODOLOGIQUES

3.9.1 DISPOSITIF DE *REPORTING*

Le *reporting* s'inscrit dans le cadre des obligations de la loi française, et notamment de l'ordonnance du 19 juillet 2017 relative à la publication d'informations non financières par certaines grandes entreprises et certains groupes d'entreprises et son décret d'application du 9 août 2017 ; de l'article 173 de la loi du 15 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte ; de la loi du 27 mars 2017 relative au devoir de vigilance des sociétés mères et des entreprises donneuses d'ordre.

Avant même l'obligation de vérification de ses comptes par un Organisme Tiers Indépendant issue de l'article L. 225-102-1 du Code de commerce en 2013, le Groupe s'y était engagé de manière volontaire dès 2007. 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 pour le compte d'investisseurs.

3.9.2 ÉLÉMENTS MÉTHODOLOGIQUES SUR LES DONNÉES ENVIRONNEMENTALES ET SOCIALES

3.9.2.1 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 2018, 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 : Citelum, G2S, CHAM, EDF Trading 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 d'indicateurs.

Liste des principales entités présentes dans le périmètre de consolidation des données sociales ou environnementales au 31/12/2018		Périmètre indicateurs environnementaux	Périmètre indicateurs sociaux
EDF Prod. & Commerce	Électricité de France (maison mère)	X	X
EDF Activités Régulées	Enedis (France)	X	X
	SEI (maison mère)	X	X
	EDF PEI (France)	X	X
	Électricité de Strasbourg (France)	X	X
EDF Renouvelables (France)		X	X
Dalkia (France)		X	X
Framatome (France)		X	X
Autres métiers	SOCODEI (France)	X	X
	EES (USA)	X	
	Citelum (France)		X
	G2S (France)		X
	CHAM (France)		X
	EDF Trading (Royaume-Uni)		X
Royaume-Uni	EDF Energy	X	X
Italie	Edison	X	X
Autre international	EDF Luminus (Belgique)	X	X
	EDF Belgium (Belgique)	X	
	EDF Norte Fluminense (Brésil)	X	X
	MECO (Vietnam)	X	X
	China Holding (Chine)		X

(1) Référentiel comptable du Groupe, voir chapitre 6.

Évolution des périmètres

Les sociétés polonaises ont été cédées le 13 novembre 2017. L'impact de cette cession sur les chiffres extra-financiers est alors complet sur 2018. Framatome rentre dans le périmètre au 1er janvier 2018.

3.9.2.2 Précisions sur les données environnementales

L'élaboration des données environnementales de ce document s'appuie sur des fiches méthodologiques. Il s'agit du référentiel de *reporting* du Groupe en vigueur en 2018. L'ensemble des indicateurs relatifs aux consommations et aux émissions sont liés au processus de production et commercialisation d'électricité et de chaleur et aux autres processus relatifs à ces activités.

Dans l'éventualité des données manquantes, notamment aux derniers jours de l'année, des estimations sont effectuées sur la base des meilleures informations disponibles à date.

Les indicateurs environnementaux de Dalkia liés à l'énergie sont consolidés sur une année glissante, du 1er décembre N-1 au 30 novembre N. Les autres indicateurs sont reportés sur l'année 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.

Pour la société MECO, le circuit de refroidissement de la CCGT est ouvert. La restitution d'eau est alors complète et aucune consommation significative n'est à reporter. Sur cette base aucune valeur n'est reportée par MECO à partir de 2018.

Ces indicateurs ne sont pas collectés par EDF RE, filiale d'EDF Renouvelables aux États-Unis, et certains sites d'Edison (uniquement les centres d'exploitation gérés par Fenice), leurs valeurs étant négligeables à l'échelle du Groupe.

Précisions sur les émissions dans l'air

Les émissions dans l'air 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.

Les émissions de SF_6 du Groupe sont calculées, en priorité, sur la base d'un bilan massique ou à défaut, dans une moindre mesure, à partir d'une méthode d'estimation validée par la Direction de l'entité concernée (par exemple, application d'un taux de fuite).

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 N_2O et SF_6, également sans impact significatif à l'échelle du Groupe. La centrale de Dalkia Barkantine au Royaume Uni est hors périmètre. En effet les émissions de cette centrale sont négligeables à l'échelle du Groupe.

Les coefficients de pouvoir de réchauffement global (PRG) ont été mis à jour pour 2018 selon les recommandations de l'ADEME et du GIEC (1). Ils sont de 30 pour le CH_4, 23 500 pour le SF_6 et 265 pour le N_2O.

Émissions directes du scope 1

Les émissions du scope 1 du groupe EDF sont composées des émissions directes (2) :

1. de CO_2, N_2O, CH_4 et SF_6 ;
2. de la flotte de véhicules ;
3. des bâtiments ;
4. des fuites des réfrigérants ;
5. des réservoirs de barrage hydroélectrique.

Les valeurs historiques reportées montrent une contribution des émissions des points 2, 3, 4 et 5 ci-dessus d'environ 1,04 % sur le total du scope 1. Compte tenu de l'absence de ces émissions à la date de *reporting*, leurs valeurs sont estimées sur la base de cette contribution historique.

Émissions indirectes du scope 3

EDF établit annuellement un Bilan GES au périmètre du Groupe. Le périmètre couvre l'ensemble des sociétés dans le périmètre du *reporting* extra-financier. Sur ce périmètre, les émissions directes et indirectes (scopes 1, 2 et 3) sont calculées suivant les principes du GHG Protocol Corporate Standard.

Le bilan GES 2017 nous a permis d'identifier les postes significatifs d'émission retenus pour l'exercice 2018. En effet, en 2017, les trois postes représentant les plus fortes contributions aux émissions de GES sont : les émissions directes de CO_2 avec 50,5 millions de tonnes (34 % des émissions totales), les émissions indirectes associées à la combustion du gaz vendu à nos clients finals (30 % des émissions totales) et les émissions indirectes associées à l'électricité achetée pour servir nos clients finals (10 % des émissions totales).

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 d'EDF Renouvelables et de certains sites opérationnels d'Edison (actifs Fenice), ces données ne pouvant être à ce stade reportées dans les délais de *reporting* du Groupe. Dalkia reporte sur les installations les plus significatives.

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. Concernant Enedis, le *reporting* des déchets est réalisé sur une année glissante, du 1er 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 supercompacté).

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

(1) Voir le rapport du GIEC (2013) : www.ecoinvent.org/database/

(2) Hors analyse du cycle de vie des moyens de production et des combustibles.

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 etc.) et pour lesquels une durée de vie moyenne de 10 ans est postulée : sur la base d'un retour d'expérience.

Concernant Framatome

Les données de déchets radioactifs de Framatome en France sont assimilables aux déchets de déconstruction d'EDF permettant ainsi leur consolidation. Au niveau international, les déchets classe A (USA et Belgique), ainsi que les déchets de production de chaleur négligeable (Allemagne), ne sont pas consolidés aux chiffres en France. En effet, les déchets radioactifs sont expédiées et colisées selon les réglementations nationales en vigueur dans chaque pays. Ainsi, le *reporting* de ces déchets reportés par pays est en cours d'intégration et seront communiqués à partir de 2019.

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 2018 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 est mesurée. La quantité de chaleur produite à partir d'énergies renouvelables est estimée par des rendements de référence en fonction de la consommation de combustibles renouvelables.

3.9.2.3 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 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

Les accidents routiers peuvent être pris en compte lorsque la législation locale les considère comme accidents de travail.

Les accidents mortels prestataires

Sont pris en compte les accidents mortels en service survenus à des prestataires dans le cadre de travaux réalisés pour le compte de l'entreprise quel que soit le niveau de sous-traitance. Les accidents de circulation en mission sont pris en compte mais pas ceux de trajet entre le domicile et le lieu de travail habituel.

Les accidents mortels salariés

Cet indicateur correspond au nombre d'accidents mortels des employés au travail et sur le trajet domicile habituel lieu de travail. Ne sont pris en compte que les salariés de l'entreprise, y compris les alternants et les apprentis.

Précision sur le taux de fréquence global

Le taux de fréquence global du Groupe représente le nombre d'accidents de travail en service (salariés et prestataires, quelque soit le niveau de sous-traitance y compris co-traitance et intérimaires) avec arrêt supérieur ou égal à un jour survenus au cours d'une période de 12 mois rapporté à un million d'heures travaillées. 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.

(1) *ukinventory.nda.gov.uk*

Nombre d'accident du travail en service

En ce qui concerne les intérimaires et les prestataires, les accidents sont déclarés par l'agence d'interim et par l'employeur du salarié prestataire selon la réglementation du travail en vigueur localement. Sont pris en compte les accidents intervenus dans le cadre de travaux réalisés pour le compte du groupe EDF et sur ses installations, équipements, sites, réseaux, etc. Les activités réalisées par les prestataires dans leurs propres sites, en dehors des installations du groupe EDF, ne sont pas prises en compte.

La sous-traitance consiste, pour une entreprise dite « donneur d'ordres », à confier la réalisation à une entreprise, dite « prestataire » une ou plusieurs opérations d'études, de conception, d'élaboration, de fabrication, de mise en œuvre ou de maintenance. Sont prises en compte toutes les situations d'intervention de prestataires dans le cadre d'un contrat, sur les installations, équipements (sites, réseaux, etc.) du groupe EDF dans les domaines de sous-traitance présentés au paragraphe 3.4.4.

En ce qui concerne les salariés, il s'agit du nombre d'accidents du travail en service déclarés selon la réglementation du travail en vigueur localement. Le taux de fréquence des salariés n'intègre pas les accidents de trajet entre le domicile et le lieu de travail habituel de la victime. Tous les évènements déclarés sont pris en compte même si l'entreprise est en attente d'une validation par un organisme officiel suite à d'éventuelles réserves.

Nombre d'heures travaillées

Le nombre d'heures travaillées salariés

La valeur à retenir pour le nombre d'heures travaillées est le « temps d'exposition du salarié à un risque sous la subordination de l'employeur ».

Une heure supplémentaire compte pour une heure travaillée quel qu'en soit le mode ou le niveau de rémunération.

Le nombre d'heures travaillées prestataires

Le nombre d'heures travaillées de prestataires peut être calculé de différentes façons selon le type de contrat ou la nature de la prestation réalisée.

Lorsqu'il n'est pas possible d'identifier formellement le nombre d'heures réalisées, la comptabilisation peut être réalisée à partir des relevés d'heures des employeurs des prestataires, au travers des outils de pointage, ou estimées sur la base d'un taux horaire forfaitaire retenu.

Les activités réalisées par les prestataires dans leurs propres sites, en dehors des installations du groupe EDF ne sont pas prises en compte.

Les heures travaillées durant les prestations de transport de matériel ou de marchandises ne sont pas prises en compte.

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 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 a mis en place une gestion centralisée des déclarations

Le chiffre de 19 publié pour 2018 correspond aux maladies professionnelles déclarées et non rejetées par la CPAM au 31 décembre de l'année 2018 et ne sera consolidé que dans le bilan 2019.

Cette situation est due au fait que des certificats médicaux initiaux datés de 2018 parviendront 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.

Pour 2017 le chiffre consolidé s'élève à 16. L'écart constaté de 11 correspond aux dossiers rejetés par la CPAM en 2018. Ce chiffre est lui définitivement consolidé.

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.

Précision sur l'indicateur : % de féminisation des Comités de direction

Le CODIR est une instance de décision qui remplit l'un des critères suivant :

- l'ensemble des membres correspond à 1,5 à 2 % des effectifs totaux de l'entité ;
- la présidence est assurée par un (e) cadre dirigeant ou cadre supérieur ;
- le (la) Président(e) du Comité possède une délégation de pouvoir sur les dépenses d'investissement liées à l'objet social de l'entreprise ;
- le (la) Président(e) du Comité dispose du pouvoir disciplinaire pour toute ou partie des salariés de l'entité ;
- les Comités se réunissent au moins une fois par mois.

Les personnes membres de plusieurs Comités de direction au sein d'une même filiale, ou membre à la fois d'un Comité de direction filiale et d'un Comité de direction EDF Groupe sont comptabilisées une seule fois.

3.9.3 INDICATEURS

3.9.3.1 Indicateurs Groupe de la politique Développement Durable et ORE (1)

	Unité	Résultat 2018	Résultat 2017	Résultat 2016	Section du document de référence
S'engager en faveur du climat (1)					
Emissions directes de CO_2 du scope 1 (2) √	Mt	35,5	51,3	48,5	§3.2.1.1
S'engager en faveur du développement humain (3)					
Taux de fréquence global du Groupe (EDF + prestataires) (4)	-	3,5	-	-	§3.2.2.1
Taux de femmes dans les Comités de direction (5)	%	26,3	-	-	§3.2.2.2
% de salariés ayant bénéficié d'une formation (6)	%	83	83,7	85,9	§3.4.1.3
S'engager en faveur des populations fragiles (7)					
Nombre « d'accompagnements énergie » (8)	Nombre	1 302 590	1 175 426	-	§3.2.3.1
S'engager pour que chaque client consomme mieux (9)					
Consultations des clients sur les plateformes digitales de suivi de consommation (10)	*En millions* (10)	27,7	-	-	§3.2.4.1
S'engager pour la concertation (12)					
Taux de projets faisant l'objet d'une concertation	%	82	-	-	§3.2.5.1
S'engager en faveur de la biodiversité (13)					
Taux de connaissance de la qualité écologique du foncier (14)	%	69	68	-	§3.2.6.1
Air (15)					
Emissions de SO_2	kt	21	31	37	§3.3.2.2.3.1
Emissions de NOx	kt	45	63	60	§3.3.2.2.3.1
Poussières	kt	3	4	3	§3.3.2.2.3.1
Déchets conventionnels (16)					
Taux de recyclage des déchets conventionnels	%	87,1	85,0	89,9	§3.3.2.1

(1) ORE n° 1.
(2) Objectif de 30 Mt à horizon 2030, émissions directes du scope 1 hors analyse du cycle de vie (ACV) des moyens de production et des des combustibles.
(3) ORE n° 2.
(4) Cf. section 3.9.2.3 « Précisions sur les données sociales ».
(5) Nombre de femmes dans les Comités de direction / nombre de personnes dans les Comités de direction.
(6) Le % de salariés ayant bénéficié d'une formation correspond au nombre de salariés ayant bénéficié d'une formation / Effectif physique fin de période.
(7) ORE n° 3.
(8) Dispositif déployé par téléphone par les 5 000 conseillers clientèle et près de 300 conseillers solidarité, s'adressant à tout client connaissant une difficulté et destiné à analyser la situation et proposer les solutions les plus adéquates (France métropolitaine).
(9) ORE n° 4.
(10) Périmètre EDF. Au sein du Groupe, des outils digitaux de consultation sont également mis à disposition des clients. L'intégration en un seul et même indicateur du nombre de consultations au niveau Groupe est en cours d'analyse.
(11) Nombre annuel de pages consultées sur les plateformes e.quilibre et EDF & MOI.
(12) ORE n° 5.
(13) ORE n° 6.
(14) Il s'agit d'inventaires de terrain ; en 2018, le périmètre de cet indicateur s'étend à EDF (métropole) et EDF Energy ; il sera étendu progressivement à l'ensemble des entités du Groupe.
(15) Politique DD EDF Groupe § 2.3 : « Réduire de 50 %, entre 2005 et 2020, les émissions dans l'air de SOx, NOx et poussières du parc thermique à flamme du Groupe. ». En 2005, les émissions étaient respectivement de 236, 209 et 14 kt.
(16) Politique DD EDF Groupe § 2.5 : « Atteindre un taux de valorisation global des déchets conventionnels produits > 90 % d'ici 2021. »

√ : indicateur 2018 ayant fait l'objet d'une vérification en assurance raisonnable par KPMG S.A.

(1) Pour le détail des modes de comptage de ces indicateurs, voir section 3.9.2 « Eléments méthodologiques sur les données environnementales et sociales ».

3.9.3.2 Autres indicateurs

3.9.3.2.1 Indicateurs environnementaux

	Unité	2018	2017	2016	Réf. GRI [1]
Combustibles & matières premières – consommation de combustibles					
Combustible nucléaire chargé en réacteur – EDF	t	1 095	1 104	1 042	301-1
Charbon	kt	3 818	9 902	9 306	301-1
Fioul lourd	kt	753	931	885	301-1
Fioul domestique	kt	324	375	371	301-1
Gaz naturel	GWh PCI	103 390	106 125	110 720	301-1
Gaz industriel	GWh PCI	298	371	335	301-1
Biomasse	kt	2 233	2 254	2 676	301-1
Eau – matières premières consommées provenant de sources externes à l'entreprise					
Eau de refroidissement prélevée	10^9 m^3	47,2	47,6	47,3	303-3
dont la part eau douce	*10^9 m^3*	*15,4*	*16,0*	*16,2*	*303-3*
dont la part eau saumâtre (ou d'estuaire)	*10^9 m^3*	*6,2*	*6,4*	6,1	*303-3*
Eau de refroidissement restituée	10^9 m^3	46,7	47,0	46,8	303-4
dont la part eau douce	*10^9 m^3*	*14,9*	*15,5*	*15,7*	*303-4*
dont la part eau saumâtre (ou d'estuaire)	*10^9 m^3*	*6,2*	*6,4*	*6,1*	*303-4*
Air – émissions de gaz					
Émissions indirectes de CO_2 (combustion du gaz vendu aux clients finals) [1] – scope 3	Mt éq. CO_2	54,0	48,8	47,5	305-3
Émissions indirectes de CO_2 (électricité achetée pour servir nos clients finals) – scope 3	Mt éq. CO_2	18,9	15,4	14,0	305-3
Émissions de CH_4	kt éq. CO_2	37,0	45,8	44,4	
Émissions de N_2O	kt éq. CO_2	172,0	186,9	267,1	
Émissions de SF_6 – EDF	kt éq. CO_2	48,8	38,5	52,1	
Émissions de SF_6	kt éq. CO_2	65,1	53,0	67,5	
Émissions de SO_2	kt	20,7	31,2	37,3	305-7
Émissions de NO_x	kt	45,1	63,0	59,5	305-7
Poussières	t	3 291	4 170	2 783	305-7
Particules PM10 - EDF, EDF Energy, PEI et les sociétés polonaises (jusqu'au 13/11/2017)	t	456	928	1 449	305-7
Particules PM2.5 - EDF, EDF Energy, PEI et les sociétés polonaises (jusqu'au 13/11/2017)	t	226	267	217	305-7
Mercure - EDF	t	0,015	0,023	0,02	
Mercure [2]	t	0,43	0,10	0,21	305-7
Déchets conventionnels					
Déchets dangereux	t	58 833	52 659	51 643	306-2
Déchets non dangereux	t	417 151	557 454	623 957	306-2
Déchets industriels conventionnels valorisés ou évacués en vue de valorisation	t	414 627	518 591	607 171	306-2
Cendres produites	t	487 443	1 105	1 205	306-2
Consommation directe d'énergie, répartie par source primaire					
Consommations internes, électricité de pompage	TWh	7,3	7,1	7,0	302-1
Consommations internes, électricité & chaleur (hors pompage)	TWh	22,3	22,3	21,1	302-1

(1) Le facteur d'émission de la combustion du gaz a changé et passe de 0,205 kgCO_2/kWh PCI à de 0,187 kgCO_2/kWh. Ce nouveau facteur est appliqué à partir de 2018.

(2) Ces valeurs intègrent désormais les émissions du parc de Dalkia (0,36 tonnes en 2018). La valeur 2017 ne comprend pas certaines centrales de Polska (cession des sociétés polonaises au 13/11/17).

INDICATEURS NUCLÉAIRES – GROUPE EN FRANCE (1)

	Unité	2018	2017	2016	Réf. GRI
Rejets d'activité dans l'eau (2)					
Carbone 14	*GBq/un. opér.*	9,314	9,539	12,853 (11,712)*	306-1
Tritium	*TBq/un. opér.*	17,169	15,592	17,423 (17,105)*	306-1
Rejets d'activité dans l'air (2)					
Carbone 14	*TBq/un. opér.*	0,163	0,148	0,161 (0,156)*	305-7
Tritium	*TBq/un. opér.*	0,419	0,447	0,640 (0,455)*	305-7
Combustible					
Combustible nucléaire usé évacué	*t*	1 086	1 161	1 170	
Déchets nucléaires de déconstruction & industriels					
Déchets radioactifs de Très Faible Activité (TFA) (3)	*m³*	4 111	1 186	2 171	
Déchets radioactifs de Faible et Moyenne Activité (FMA) (3)	*m3*	321	410	443	
Déchets nucléaires d'activité					
Déchets radioactifs solides de Très Faible Activité (3)	*m³*	3 289,3	3 535,9	3 472,1	
	m³/TWh		-	8,849	
Déchets radioactifs solides de Faible et Moyenne Activité à Vie courte (3)	*m³*	5 827,4	5 603,4	5 687,0	
	m³/TWh		-	14,764	
Déchets radioactifs solides de Haute et Moyenne Activité à Vie longue **[*]**	*m3*	315,4	300,2	299,7	
	m³/TWh		-	0,873	

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) Le périmètre du Groupe en France comprend EDF, Framatome et SOCODEI.

(2) La méthodologie concernant les rejets nucléaires a été mise à jour en 2017 (voir § 3.9.2.2 Eléments méthodologiques sur les données environnementales et sociales).

(3) La méthodologie concernant les déchets nucléaires issus de la déconstruction et d'activité a été mise à jour en 2016 (voir § 3.9.2.2 Eléments méthodologiques sur les données environnementales et sociales «). En 2018, la méthodologie concernant les déchets de déconstruction et industriels. a été mise à jour pour intégrer Framatome. L'impact de Framatome en 2018 concerne l'indicateur Déchets déconstruction et industriels TFA avec 1 383 m³.

* *Les valeurs déterminées selon les nouvelles méthodologies sont présentées entre parenthèses.*

INDICATEURS NUCLÉAIRES – GROUPE AU ROYAUME UNI

	Unité	2018	2017	2016	Réf. GRI
Rejets d'activité dans l'eau					
Tritium – réacteur AGR *(Advanced Gas-cooled Reactor)*	TBq/réact.	142,973	154,770	156,154	306-1
Tritium – réacteur PWR *(Pressurised Water Reactor)*	TBq/réact.	11,309	31,928	23,374	306-1
Rejets d'activité dans l'air					
Carbone 14 – réacteur AGR	TBq/réact.	0,764	0,889	0,762	305-7
Carbone 14 – réacteur PWR	TBq/réact.	0,206	0,221	0,231	305-7
Tritium – réacteur AGR	TBq/réact.	0,578	0,614	0,674	305-7
Tritium – réacteur PWR	TBq/réact.	0,341	0,697	0,557	305-7
Combustible					
Uranium évacué	t	194	197	180	
Déchets nucléaires					
Déchets radioactifs à Faible Activité évacués **[*]**	m³	474	453	774	
Déchets radioactifs à Moyenne Activité générés	m³	161	161	161	

[*] IND Indicateur clé de performance extra-financière (cf. table de concordance DPEF en section 8.5.4)

3.9.3.2.2 Indicateurs de sûreté nucléaire

NOMBRE D'ÉVÉNEMENTS DE NIVEAU 2 SUR L'ÉCHELLE INES [(1)]

	2018	2017	Section du document de référence
EDF	-	4	1.4.1.1.3
Framatome	-	-	1.4.1.3.4
EDF Energy	1	-	1.4.5.1.2.1
NOMBRE D'ÉVÉNEMENTS SIGNIFICATIFS DE NIVEAU 2 [*]	**1**	**4**	

(1) International Nuclear Event Scale.

3.9.3.2.3 Indicateurs économiques

	Unité	2018	2017	2016	Réf. GRI [(1)]
Indicateur économique - EDF					
Montant des indemnités versées ou à verser suite à une décision judiciaire en matière d'environnement [(2)]	k€	1 941	0	21	307 - 1
Management de l'environnement - Groupe					
% du chiffre d'affaires consolidé Groupe couvert par une certification ISO 14001 [(3)]	%	95,6	98,4	98,0	

(1) GRI - Global Reporting Initiative, version G4.
(2) Hors frais de justice et pour les décisions judiciaires définitives.
(3) Comprenant les sociétés intégrées dans le certificat ISO 14001 Groupe et excluant les sociétés en indépendance de gestion.

[*] IND *Indicateur clé de performance extra-financière (cf. table de concordance DPEF en section 8.5.4)*

3.9.3.2.4 Indicateurs sociaux

GROUPE EDF	Unité	2018	2017	2016	Réf. GRI
Effectif au 31/12/2018 et répartition					
EDF	Nombre	65 368	66 789	68 464	102-8
Enedis		38 691	38 888	38 742	102-8
TOTAL groupe EDF √	Nombre	165 790	152 033	154 845	102-8
Effectif total groupe EDF (en équivalent temps plein – ETP)	Nombre	162 209	148 785	154 808	102-8
Répartition des salariés par âge					
Salariés de moins de 25 ans √	%	7 %	7 %	7 %	102-8
Salariés de 25 à 35 ans √	%	29 %	30 %	29 %	102-8
Salariés de 36 à 45 ans √	%	26 %	26 %	26 %	102-8
Salariés de 46 à 55 ans √	%	26 %	26 %	27 %	102-8
Salariés de 56 ans et plus √	%	12 %	11 %	11 %	102-8
Nombre de cadres	Nombre	52 366	45 517	45 474	102-8
Pourcentage de femmes dans le collège Cadres [1]	%	35 %	32,5 %	31,06 %	102-8
Nombre de non cadres	Nombre	113 424	106 515	109 372	102-8
Egalité professionnelle					
Effectif hommes √	Nombre	124 889	112 504	114 503	102-8
Effectif femmes √	Nombre	40 901	39 529	40 342	102-8
Hommes cadres	Nombre	37 888	32 654	32 941	102-8
Femmes cadres	Nombre	14 478	12 863	12 533	102-8
Taux de femmes dans les Comités de direction [2]	%	26,3	-	-	405-1
Embauches/Départs					
Embauches	Nombre	9 809	9 398	7 724	401-1
Départs retraite/inactivité	Nombre	3 775	5 031	6 591	401-1
Démissions [3]	Nombre	3 141	2 397	2 062	401-1
Licenciements - révocations - mises en inactivité d'office	Nombre	1 114	2 140	1 882	401-1
Turn over [4]	%	5,4	6,13	5,89	401-1
Autres arrivées [5]	Nombre	6 739	9 999	8 270	401-1
Autres départs [5]	Nombre	8 562	7 825	8 152	401-1
Rémunérations					
Rémunérations brutes totales	Millions d'euros	*Cf.* note 10.1 Charges de personnel	*Cf.* note 10.1 Charges de personnel	*Cf.* note 10.1 Charges de personnel	
Salariés à temps partiel	Nombre	10 406	9 264	10 061	102-8
Absentéisme					
Nombre de jours moyen d'absence (maladie + accident)	Nombre	9,12	9,19	9,55	403-2
Conditions d'hygiène et de sécurité					
Accidents mortels salariés	Nombre	6	6	1	403-2
Taux de fréquence salariés [6]		2,7	2,7	2,7	403-2
Taux de fréquence global du Groupe (EDF + prestataires)		3,5	-	-	403-2
Accidents du travail salariés (avec arrêt d'un jour ou plus)	Nombre	667	613	645	403-2
Taux de gravité [7]		0,13	0,15	0,16	403-2
Relations professionnelles					
Pourcentage d'employés couverts par des conventions collectives	%	88	89	91	102-41

GROUPE EDF	Unité	2018	2017	2016	Réf. GRI
Formation					
Nombre total d'heures de formation	Nombre	7 629 101	7 830 735	8 306 479	404-1
Nombre de salariés ayant bénéficié d'une formation	Nombre	138 131	129 479	133 130	404-1
% de salariés ayant bénéficié d'une formation [8]	%	83	83,7	85,9	404-1
Emploi et insertion des travailleurs en situation de handicap					
Nombre d'employés en situation de handicap [9]	Nombre	5 640	5 279	5 211	102-8

(1) Ce pourcentage représente le nombre de femmes cadres / le nombre de femmes salariées.
(2) Ce pourcentage collecté depuis 2018, représente le nombre de femmes dans les Comités de direction / nombre de personnes dans les Comités de direction.
(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, mise en inactivité d'office) divisé par deux rapporté à l'effectif physique fin de période multiplié par 100.
(5) Les entrées ou sorties de périmètre sont comptées respectivement en « Autres arrivées » et « Autres départs ». Les alternants sont comptabilisés dans « Autres entrées ».
(6) 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.
(7) Le taux de gravité représente le nombre de jours d'arrêt pour un millier d'heures travaillées.
(8) Le % de salariés ayant bénéficié d'une formation correspond au nombre de salarié ayant bénéficié d'une formation / Effectif physique fin de période.
(9) Dans certaines filiales cette donnée est déclarative.

√ : indicateur 2018 ayant fait l'objet d'une vérification en assurance raisonnable par KPMG S.A.

3.10 RAPPORT DE L'UN DES COMMISSAIRES AUX COMPTES, DÉSIGNÉ ORGANISME TIERS INDÉPENDANT

Rapport de l'un des commissaires aux comptes, désigné organisme tiers indépendant, sur la déclaration consolidée de performance extra-financière figurant dans le rapport de gestion

Exercice clos le 31 décembre 2018

A l'assemblée générale,

En notre qualité de commissaire aux comptes désigné organisme tiers indépendant de la société EDF S.A., accrédité par le COFRAC sous le numéro 3-1049 [1], nous vous présentons notre rapport sur la déclaration consolidée de performance extra-financière relative à l'exercice clos le 31 décembre 2018 (ci-après la « Déclaration »), présentée dans le rapport de gestion inclus au document de référence en application des dispositions légales et réglementaires des articles L. 225 102-1, R. 225-105 et R. 225-105-1 du code de commerce.

Responsabilité de la société

Il appartient au Conseil d'administration d'établir une Déclaration conforme aux dispositions légales et réglementaires, incluant une présentation du modèle d'affaires, une description des principaux risques extra-financiers, une présentation des politiques appliquées au regard de ces risques ainsi que les résultats de ces politiques, incluant des indicateurs clés de performance.

La Déclaration a été établie en appliquant les procédures de la société (ci-après les « Référentiels ») dont les éléments significatifs sont présentés dans la Déclaration et disponibles sur demande au siège de la société.

Indépendance et contrôle qualité

Notre indépendance est définie par les dispositions prévues à l'article L. 822-11-3 du code de commerce et le code de déontologie de la profession. 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, de la doctrine professionnelle et des textes légaux et réglementaires applicables.

Responsabilité du commissaire aux comptes

Il nous appartient, sur la base de nos travaux, de formuler un avis motivé exprimant une conclusion d'assurance modérée sur :

- la conformité de la Déclaration aux dispositions prévues à l'article R. 225-105 du code de commerce ;
- la sincérité des informations fournies en application du 3° du I et du II de l'article R. 225-105 du code de commerce, à savoir les résultats des politiques, incluant des indicateurs clés de performance, et les actions, relatifs aux principaux risques, ci-après les « Informations ».

Il nous appartient 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 [2] 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.

Il ne nous appartient pas en revanche de nous prononcer sur :

- le respect par la société des autres dispositions légales et réglementaires applicables le cas échéant, en matière notamment de plan de vigilance et de lutte contre la corruption et l'évasion fiscale ;
- la conformité des produits et services aux réglementations applicables.

Nature et étendue des travaux

Nos travaux décrits ci-après ont été effectués conformément aux dispositions des articles A. 225-1 et suivants du code de commerce déterminant les modalités selon lesquelles l'organisme tiers indépendant conduit sa mission et selon la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des commissaires aux comptes relative à cette intervention, ainsi qu'à la norme internationale ISAE 3000 (*Assurance engagements other than audits or reviews of historical financial information*).

Nous avons mené des travaux nous permettant d'apprécier la conformité de la Déclaration aux dispositions légales et réglementaires et la sincérité des Informations :

- Nous avons pris connaissance de l'activité de l'ensemble des sociétés incluses dans le périmètre de consolidation, de l'exposé des principaux risques sociaux et environnementaux liés à cette activité, et, le cas échéant, de ses effets quant au respect des droits de l'homme et à la lutte contre la corruption et l'évasion fiscale ainsi que des politiques qui en découlent et de leurs résultats ;
- Nous avons apprécié le caractère approprié des Référentiels au regard de leur pertinence, leur exhaustivité, leur fiabilité, leur neutralité et leur caractère compréhensible, en prenant en considération, le cas échéant, les bonnes pratiques du secteur ;
- Nous avons vérifié que la Déclaration couvre chaque catégorie d'information prévue au III de l'article L. 225-102-1 en matière sociale et environnementale ainsi que de respect des droits de l'homme et de lutte contre la corruption et l'évasion fiscale ;
- Nous avons vérifié que la Déclaration présente le modèle d'affaires et les principaux risques liés à l'activité de l'ensemble des sociétés incluses dans le périmètre de consolidation, y compris, lorsque cela s'avère pertinent et proportionné, les risques créés par ses relations d'affaires, ses produits ou ses services, au regard des informations prévues au I de l'article R. 225-105, ainsi que les politiques, les procédures de diligence raisonnable et les résultats, incluant les indicateurs clés de performance ;
- Nous avons vérifié, lorsqu'elles sont pertinentes au regard des principaux risques ou des politiques présentés, que la Déclaration présente les informations prévues au II de l'article R. 225-105 ;
- Nous avons apprécié le processus d'identification, de hiérarchisation et de validation des principaux risques ;
- Nous nous sommes enquis de l'existence de procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place par la société ;
- Nous avons vérifié que la Déclaration couvre le périmètre consolidé, à savoir l'ensemble des sociétés incluses dans le périmètre de consolidation conformément à l'article L. 233-16 avec les limites précisées dans la Déclaration ;
- Nous avons apprécié le processus de collecte mis en place par l'entité visant à l'exhaustivité et à la sincérité des résultats des politiques et des indicateurs clés de performance devant être mentionnés dans la Déclaration ;

(1) Dont la portée est disponible sur le site www.cofrac.fr.

(2) Effectif au 31.12, ventilé par âge et par sexe ; Émissions totales de CO_2 (scope 1), dues à la production d'électricité et de chaleur (incluant les installations non soumises aux quotas).

Rapport de l'un des Commissaires aux comptes, désigné organisme tiers indépendant

- Nous avons mis en œuvre sur les indicateurs clés de performance et les autres résultats quantitatifs que nous avons considérés les plus importants (listés dans le tableau des indicateurs ci-dessous) :
  - des procédures analytiques consistant à vérifier la correcte consolidation des données collectées ainsi que la cohérence de leurs évolutions ,
  - des tests de détail sur la base de sondages, consistant à vérifier la correcte application des définitions et procédures et à rapprocher les données des pièces justificatives. Ces travaux ont été menés auprès d'une sélection d'entités contributrices [(1)] et couvrent entre 25% et 100% des données consolidées des indicateurs clés de performance et résultats sélectionnés pour ces tests ;
- Nous avons consulté les sources documentaires et mené des entretiens pour corroborer les procédures de diligence raisonnable (organisation, politiques, actions, résultats qualitatifs) que nous avons considérées les plus importantes (listées dans le tableau des informations qualitatives ci-dessous) ;
- Nous avons apprécié la cohérence d'ensemble de la Déclaration par rapport à notre connaissance de la société.

Indicateurs 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 NOx	
Emissions de SF_6	
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 (TFA) de déconstruction et industriels (EDF et Framatome France)	
Déchets radioactifs de faible et moyenne activité (FMA) de déconstruction et industriels (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 moyenne activité générés (EDF Energy)	
Taux de véhicules électriques dans le parc de véhicules légers	
Indicateurs sociaux	**Niveau d'assurance**
Effectif au 31.12, ventilé par âge et par sexe	Raisonnable
Effectif cadre, ventilé par sexe	Modéré
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	
Taux de féminisation des CODIR	
Indicateurs sociétaux	**Niveau d'assurance**
Nombre de consultations des clients sur les plateformes digitales de suivi de consommation	Modéré
Nombre d'alertes enregistrées dans le dispositif d'alerte éthique et conformité Groupe (hors RTE et Enedis)	

(1) Voir la liste des entités sélectionnées en annexe de ce rapport.

Informations qualitatives	
Politiques sociales	■ Santé et sécurité au travail ■ Attractivité et gestion des talents ■ Qualité du dialogue social ■ Egalité des chances
Politiques environnementales	■ Développement des énergies renouvelables ■ Réduction et optimisation des énergies fossiles dans le mix de production ■ Efficacité énergétique ■ Production et gestion des déchets radioactifs et combustibles usés ■ Adaptation des infrastructures et de l'activité aux conséquences du Changement Climatique ■ Gestion de la biodiversité et protection du capital environnemental ■ Gestion des milieux : pollutions des sols et des eaux
Politiques sociétales	■ Territoires et communautés locales : partenariat et développement économique ■ Devoir de vigilance et achats responsables ■ Ethique des affaires ■ Gestion et sécurisation du recours aux fournisseurs et sous-traitants ■ Sûreté du parc nucléaire existant et du Nouveau Nucléaire

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 de sondages ainsi que des limites inhérentes au fonctionnement de tout système d'information et de contrôle interne, le risque de non-détection d'une anomalie significative dans la Déclaration ne peut être totalement éliminé.

Moyens et ressources

Nos travaux ont mobilisé les compétences de douze personnes. Nous avons fait appel, pour nous assister dans la réalisation de nos travaux, à nos spécialistes en matière de développement durable et de responsabilité sociétale. Nous avons mené une quarantaine entretiens avec les personnes responsables de la préparation de la Déclaration.

Conclusion

Sur la base de nos travaux, et compte tenu du périmètre de notre responsabilité, nous n'avons pas relevé d'anomalie significative de nature à remettre en cause le fait que la Déclaration est conforme aux dispositions réglementaires applicables et que les Informations, prises dans leur ensemble, sont présentées, de manière sincère, conformément aux Référentiels.

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 « Nature et étendue des travaux » ci-dessus pour les Informations mais de manière plus approfondie, en particulier en ce qui concerne le nombre de tests.

L'échantillon sélectionné représente ainsi 98% des effectifs et 65% des émissions totales de CO_2 (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

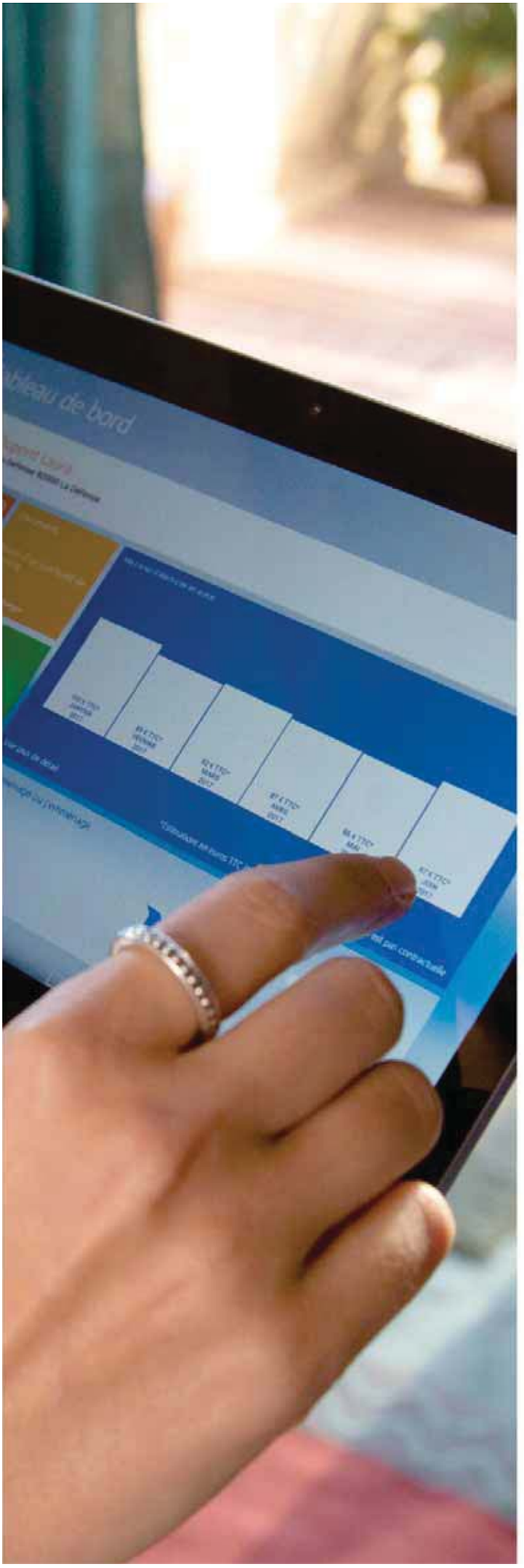
A notre avis, les informations sélectionnées par la société et identifiées par le signe √ ont été établies, dans tous leurs aspects significatifs, conformément aux Référentiels.

Paris-La Défense, le 14 février 2019
KPMG S.A.

Anne Garans	Fanny Houlliot	Michel Piette	Jean-Louis Caulier
Associée, Sustainability Services	*Associée, Sustainability Services*	*Associé*	*Associé*

Annexe : sélection d'entités contributrices

Echantillon d'entités sélectionnées	
Au sein d'EDF	Agence RH de Lille
	Agence RH de Rouen
	Agence Entités et Filières Centrales
	Pôle Compétences Santé au Travail de Mulhouse
	Centre Nucléaire de Production d'Electricité de Saint Laurent
	Centre Nucléaire de Production d'Electricité de Penly
	Centre Nucléaire de Production d'Electricité de Chinon
	Centrale de Production Thermique du Havre
	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 Alpes (RH)
Au sein de Framatome	Site de fabrication d'assemblage de combustible de Romans
	Site de fabrication d'assemblage de combustible de Lingen
Au sein de Système Energétique Insulaire	Centrale de Production Thermique du Vazzio
Au sein de Production Electrique Insulaire	Siège de PEI (Environnement)
Au sein d'EDF Energy	Nuclear power plant of Hunterston B
	Nuclear power plant of Torness
	Coal power plant of Cottam
	EDF Energy Crawley Headquarter (RH)
Au sein d'EDF Renouvelables	EDF EN Services, USA
	Siège EDF EN Corporate, Paris La Défense
Au sein d'Edison	Centrale di Simeri Crichi
	Centrale di Parma (Fenice)
	Fenice S.p.A Headquarter, Rivoli, Torino (RH)
	Edison Group Headquarter, Milan
Au sein de Dalkia	Direction Régionale Méditerranée
	Direction Régionale Ile de France
	CRAM
	Siège Dalkia, Lille (RH)
Au sein d'EDF Luminus	EDF Luminus
	Siège EDF Luminus SA, Bruxelles (RH)
Au sein de CITELUM	Siège de Citelum France (RH)
Au sein de MECO	Combined Cycle Gas Turbine power plant of MECO



4. GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE

4.1 CODE DE GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE 238

4.2 COMPOSITION ET FONCTIONNEMENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION 240

4.2.1 Composition du Conseil d'administration 240
4.2.2 Fonctionnement du Conseil d'administration 258
4.2.3 Les comités du Conseil d'administration 262

4.3 ORGANES CRÉÉS PAR LA DIRECTION GÉNÉRALE 269

4.3.1 Composition du Comité exécutif 269
4.3.2 Renseignements personnels relatifs aux membres du Comité exécutif 269

4.4 CONFLITS D'INTÉRÊTS, ABSENCE DE CONDAMNATION DES MEMBRES DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION GÉNÉRALE, CONTRATS DE SERVICE 271

4.4.1 Conflits d'intérêts 271
4.4.2 Absence de condamnation 271
4.4.3 Contrats de service 271

4.5 PARTICIPATION DES ADMINISTRATEURS DANS LE CAPITAL ET OPÉRATIONS RÉALISÉES SUR LES TITRES EDF PAR LES MANDATAIRES SOCIAUX ET LES DIRIGEANTS 272

4.5.1 Participation des administrateurs 272
4.5.2 Opérations réalisées sur les titres de la Société 272

4.6 RÉMUNÉRATION ET AVANTAGES 273

4.6.1 Rémunération des mandataires sociaux 273
4.6.2 Options de souscription ou d'achat d'actions – actions gratuites 276

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 276

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 : « *L'échelonnement des mandats est organisé de façon à éviter un renouvellement en bloc et à favoriser un renouvellement harmonieux des administrateurs.* »	L'Assemblée générale des actionnaires convoquée le 15 mai 2018 a modifié l'article 13 des statuts d'EDF afin de mettre en œuvre, à compter de l'Assemblée générale tenue en 2019, le renouvellement échelonné du Conseil par moitié tous les deux ans, hors administrateurs élus par les salariés et représentant de l'État nommé par décret.	Le renouvellement échelonné sera mis en œuvre lors de l'Assemblée générale des actionnaires convoquée le 16 mai 2019.	Voir la section 4.2.2.1 « Durée du mandat des administrateurs – Renouvellement échelonné du Conseil ».
Plan de succession des dirigeants mandataires sociaux Recommandation n° 16.2.2 : « *Le Comité des nominations (ou un Comité ad hoc) établit un plan de succession des dirigeants mandataires sociaux.* »	Le règlement intérieur du Conseil prévoit que le Comité des nominations et des rémunérations s'assure de l'existence de plans de succession, afin d'anticiper les successions, imprévues ou à leur terme, des dirigeants mandataires sociaux. Néanmoins, le Comité n'a pas examiné de plan de succession concernant le Président-Directeur Général dans le cadre de ses travaux.	En application des dispositions de l'article 13 de la Constitution, le Président-Directeur Général d'EDF est nommé par décret du Président de la République, sur proposition du Conseil d'administration, après avis des commissions permanentes de l'Assemblée nationale et du Sénat.	Voir la section 4.2.2.2 « Mode d'exercice de la Direction Générale – Nomination et attributions du Président-Directeur Général »
Détention par les administrateurs d'actions de la Société Recommandation n° 19 : «… *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.* »	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 administrateurs nommés sur proposition l'État ayant la qualité d'agent public sont versés au budget de l'État. S'agissant des administrateurs nommés sur proposition de l'État n'ayant pas la qualité d'agent public, ils ne perçoivent que 85 % des jetons de présence qui leur sont dus, le solde étant versé au budget de l'État. 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 4.6.1.3 (« 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 juin 2018.

(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
Obligation de détention d'actions des dirigeants mandataires sociaux Recommandation n° 22 : « *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. […]* *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.* »	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.	Le Président-Directeur Général ne perçoit pas de jetons de présence. Sa rémunération est plafonnée en application du décret n° 53-707 du 9 août 1953 modifié par le décret n° 2012-915 du 26 juillet 2012. 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.	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 »).
Règles de répartition des jetons de présence Recommandation n° 20.1 : 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* ».	Une part significative mais non « prépondérante » des jetons de présence est liée à la participation effective des administrateurs au Conseil et dans les comités.	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 qu'elle est, comme le recommande le code AFEP-MEDEF, adaptée au niveau des responsabilités encourues par les administrateurs et au temps qu'ils doivent consacrer à leurs fonctions.	Voir la section 4.6.1.3 « Rémunération globale des administrateurs ».

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)].

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 (voir section 1.5.2 « Service public en France »).

Depuis le 1er janvier 2018 et jusqu'à la date de dépôt du présent document de référence, aucune modification n'est intervenue dans la composition du Conseil d'administration.

Les mandats de neuf administrateurs arrivant à leur terme lors de l'Assemblée générale des actionnaires appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2018 (voir le tableau « Présentation synthétique du Conseil d'administration » ci-après), l'Assemblée générale qui sera convoquée le 16 mai 2019 aura à statuer sur la nomination et/ou le renouvellement des membres du Conseil d'administration.

Représentation équilibrée des femmes et des hommes - Politique de diversité

Féminisation du Conseil d'administration

En application de l'article L. 225-18-1 du Code de commerce et de l'ordonnance du 20 août 2014, EDF est soumis 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 %, hors administrateurs représentant les salariés. À la date de 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 (hors administrateurs représentant les salariés).

Autres critères de diversité

Conformément aux recommandations du code AFEP-MEDEF et à l'article L. 225-37-4 (6°) du Code de commerce, le Conseil d'administration s'interroge périodiquement sur l'équilibre souhaitable de sa composition et de celle des Comités qu'il constitue, notamment en termes de diversité, au regard de critères tels que l'âge, le sexe ou les qualifications et l'expérience professionnelles, et en termes de proportion d'administrateurs indépendants.

Après examen de la composition du Conseil au regard de ces critères et avis du Comité des nominations et des rémunérations, le Conseil d'administration réuni le 14 février 2019 a défini une politique de diversité applicable à ses membres et des objectifs tenant compte de la stratégie du Groupe, afin que la composition du Conseil soit de nature à en favoriser le déploiement, et prenant également en considération les attentes formulées par les administrateurs lors de l'évaluation 2018 du Conseil d'administration.

Pour atteindre un bon équilibre dans sa composition, en lien avec la stratégie du Groupe et les missions qui lui confiées, le Conseil considère que la priorité doit être donnée à la recherche de compétences et expériences adaptées à ses enjeux et à une complémentarité des profils.

Le tableau ci-dessous présente les critères examinés par le Conseil pour définir la politique de diversité appliquée à ses membres, qui sera mise en œuvre lors de l'examen des candidatures aux postes d'administrateurs qui seront soumises à l'Assemblée générale qui sera convoquée le 16 mai 2019 :

Critères	Situation de la Société	Objectifs / Mise en œuvre par le Conseil
Age des administrateurs	Les administrateurs nommés par l'Assemblée générale ont entre 53 et 73 ans, avec une moyenne de 63 ans.	Le Conseil a estimé que la moyenne d'âge actuelle était satisfaisante et décidé que l'âge des candidats ne serait pas un critère déterminant dans le choix des candidatures aux postes d'administrateurs dans le cadre du renouvellement du Conseil, tout en restant attentif à la limite du tiers des administrateurs dépassant l'âge de 70 ans[(4)].
Parité	Le Conseil comprend, à ce jour, un total de 7 femmes, dont 2 parmi les administrateurs élus par les salariés, soit une proportion de 41,7 % de femmes hors administrateurs salariés.	Le Conseil d'administration a considéré que le ratio actuel de 41,7 % de femmes était satisfaisant, sans exclure la possibilité de renforcer le nombre de femmes en cas d'évolutions ultérieures de la composition du Conseil.

(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 (chapitres II et III du titre II de la 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) L'article L.225-19 du Code de commerce prévoit qu'à défaut de disposition expresse dans les statuts concernant une limite d'âge applicable aux administrateurs, le nombre d'entre eux ayant dépassé l'âge de 70 ans ne peut être supérieur au tiers.

Critères	Situation de la Société	Objectifs / Mise en œuvre par le Conseil
Expériences professionnelles et complémentarité des profils	Le Conseil regroupe des profils et compétences variés.	Le Conseil a constaté que les administrateurs possèdent une forte expérience dans des domaines d'expertise en lien avec les activités d'EDF et sa stratégie (notamment dans les domaines de l'énergie, de l'industrie et à l'international), ainsi que dans le domaine financier et dans la direction générale de grandes entreprises, et que la plupart des administrateurs nommés par l'Assemblée générale ont occupé des fonctions d'administrateur dans d'autres sociétés, françaises ou étrangères. A l'issue de cet examen, le Conseil a considéré que la complémentarité actuelle des profils était de nature à favoriser le déploiement stratégie du Groupe.
Nationalité	Le Conseil d'administration ne comprend pas d'administrateur de nationalité étrangère.	Le Conseil a estimé que, nonobstant la forte implantation internationale du groupe EDF, le déploiement de la stratégie CAP 2030 ne rendait pas indispensable la nomination, à court terme, d'administrateurs de nationalité étrangère. Le Conseil est en revanche attentif à disposer d'une proportion suffisante de membres ayant une expérience internationale. Le Conseil réexaminera le cas échéant cet objectif en cas d'évolutions ultérieures de la composition du Conseil.
Indépendance	Le Conseil d'administration compte aujourd'hui 5 administrateurs indépendants, soit une proportion de 41,7 % d'administrateurs indépendants sur les 12 administrateurs pris en compte pour établir ce calcul (hors administrateurs représentant les salariés).	Le Conseil d'administration a jugé satisfaisante la proportion actuelle d'administrateurs indépendants, compte tenu de la présence au capital d'un actionnaire de contrôle. Il a donc souhaité maintenir cette proportion au sein du Conseil et s'est fixé comme objectif de respecter, *a minima*, la proportion du tiers d'administrateurs indépendants recommandée par le Code AFEP-MEDEF.

En ce qui concerne la représentation des femmes et des hommes au sein du Comité exécutif et les résultats en matière de mixité dans les 10 % de postes à plus forte responsabilité (article L. 225-37-4 (6°) du Code de commerce), voir les sections 4.3.1 « Composition du Comité exécutif » et 3.2.2.2 « Egalité entre femmes et hommes ».

Informations concernant les administrateurs

Le tableau ci-dessous présente de manière synthétique, à la date du 14 février 2019, les principales informations concernant les membres du Conseil d'administration.

Présentation synthétique du Conseil d'administration

	Informations personnelles				Expérience	Situation au sein du Conseil				Participation à des Comités
	Âge	Sexe	Nationalité	Nombre d'actions	Nombre de mandats dans des sociétés cotées (y/c EDF)	Indépendance	Date initiale de nomination	Echéance du mandat	Ancienneté au Conseil (année)	
Président-Directeur Général										
Jean-Bernard Lévy	63	M	Fr [1]	0	2	N	23/11/2014	AG 2019 [2]	4,25	Président du Comité de la stratégie
Administrateurs nommés par l'Assemblée générale										
Philippe Crouzet	62	M	Fr	294	2	O	23/11/2009	AG 2019	9,25	Président du Comité de suivi des engagements nucléaires/Membre du Comité d'audit
Bruno Lafont	62	M	Fr	245	2	O	20/05/2008	AG 2019	10,66	Président du Comité des nominations et des rémunérations
Colette Lewiner	73	F	Fr	1 932	5	O	11/04/2014	AG 2019	4,83	Présidente du Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise/Membre du Comité d'audit/Membre du Comité des nominations et des rémunérations
Laurence Parisot [3]	59	F	Fr	137	1	O	23/11/2014	AG 2019	4,25	Membre du Comité de la stratégie
Claire Pedini	53	F	Fr	0	1	O	12/05/2016	AG 2020 [4]	2,75	Membre du Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise
Administrateurs nommés par l'Assemblée générale sur proposition de l'État										
Olivier Appert	69	M	Fr	0	1	N	17/06/2013	AG 2019	5,66	Membre du Comité de suivi des engagements nucléaires/Membre du Comité de la stratégie
Maurice Gourdault-Montagne	65	M	Fr	0	1	N	20/09/2017	AG 2019	1,42	Membre du Comité de la stratégie
Bruno Léchevin	67	M	Fr	0	1	N	06/05/2013	AG 2019	5,75	Membre du Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise
Marie-Christine Lepetit	57	F	Fr	0	1	N	07/05/2012	AG 2019	6,75	Présidente du Comité d'audit/Membre du Comité de suivi des engagements nucléaires
Michèle Rousseau	61	F	Fr	0	1	N	30/09/2016	AG 2019	2,42	Membre du Comité de suivi des engagements nucléaires
Administrateur représentant de l'État										
Martin Vial	65	M	Fr	0	2	N	9/09/2015	20/11/2022	3,42	Membre du Comité des nominations et des rémunérations/Membre du Comité de la stratégie
Administrateurs élus par les salariés										
Christine Chabauty	47	F	Fr	0	1	N	23/11/2009	22/11/2019	9,25	Membre du Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise/Membre du Comité des nominations et des rémunérations

	Informations personnelles				Expérience	Situation au sein du Conseil				Participation à des Comités
	Âge	Sexe	Nationalité	Nombre d'actions	Nombre de mandats dans des sociétés cotées (y/c EDF)	Indépendance	Date initiale de nomination	Echéance du mandat	Ancienneté au Conseil (année)	
Jacky Chorin	59	M	Fr	307	1	N	23/11/2014	22/11/2019	4,25	Membre du Comité d'audit/Membre du Comité de la stratégie/Membre du Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise
Christophe Cuvilliez	55	M	Fr	24	1	N	07/11/2017	22/11/2019	1,25	Membre du Comité de suivi des engagements nucléaires
Marie-Hélène Meyling	58	F	Fr	28	1	N	01/09/2011	22/11/2019	7,42	Membre du Comité d'audit/Membre du Comité de suivi des engagements nucléaires/Membre du Comité de la stratégie/Membre du Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise
Jean-Paul Rignac	56	M	Fr	0	1	N	01/11/2007	22/11/2019	11,42	Membre du Comité de la stratégie/Membre du Comité d'audit
Christian Taxil	43	M	Fr	1 292	1	N	23/11/2014	22/11/2019	4,25	Membre du Comité d'audit/Membre du Comité de la stratégie

(1) Fr : nationalité française.
(2) AG 2019 : Assemblée générale des actionnaires appelée à statuer sur les comptes de l'exercice 2018.
(3) Mme Parisot était membre du Comité d'audit jusqu'au 6 novembre 2018.
(4) AG 2020 : Assemblée générale des actionnaires appelée à statuer sur les comptes de l'exercice 2019.

Les renseignements personnels concernant les administrateurs, ainsi que les informations concernant leurs mandats, figurent dans le tableau ci-dessous et sont fournis à la date du 15 janvier 2019, sauf indication contraire.

ADMINISTRATEURS NOMMÉS PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE DES ACTIONNAIRES :

JEAN-BERNARD LÉVY, 63 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 2018

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	G/C
Administrateur	EDF Energy Holdings	Royaume-Uni	G
Administrateur	EDF Renouvelables	France	G
Président du Conseil d'administration	Fondation EDF	France	G
Administrateur	Dalkia	France	G
Président du Conseil de surveillance	Framatome	France	G
Administrateur	Société Générale	France	C
Président et administrateur en tant que représentant d'Électricité de France	Conseil français de l'Énergie	France	
Administrateur	France Industrie	France	
Président	FIPA – Fondation Innovations pour les Apprentissages	France	
Administrateur	Global Sustainable Electricity Partnership	Canada	
Membre, Représentant Électricité de France	Haut Comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire	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-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, 69 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 et membre du Supervisory Board d'Ukrenergo depuis octobre 2018. Olivier Appert est administrateur d'EDF depuis juin 2013.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2018

Fonctions principales exercées en dehors de la Société

- Président de France Brevets

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Président du Conseil d'administration	France Brevets	France
Administrateur	Ukrenergo	Ukraine

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Délégué général de l'Académie des Technologies
- Président du Conseil Français de l'Énergie
- Président-Directeur Général d'IFP Énergies Nouvelles
- Administrateur de CGG
- Administrateur de Technip

PHILIPPE CROUZET, 62 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

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 2018

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 Soluçoes 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 du Théâtre national de l'Opéra Comique

À l'étranger

- Administrateur Vallourec Tubos do Brasil

MAURICE GOURDAULT-MONTAGNE, 65 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

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 1er août 2017.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2018

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

BRUNO LAFONT, 62 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

245

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 et 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) de février 2014 à janvier 2018. Bruno Lafont est administrateur d'EDF depuis mai 2008.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2018

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, 67 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

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 aujourd'hui 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. Il est administrateur d'EDF depuis mai 2013.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2018

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Vice-président d'Électriciens sans frontières

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Vice-président	Électriciens sans frontières	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)
- Président de l'Observatoire national de la précarité énergétique
- Administrateur en tant que représentant de l'ADEME au Conseil français de l'énergie

MARIE-CHRISTINE LEPETIT, 57 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 pour la réforme des collectivités locales présidé par Édouard Balladur comme Directeur Associé et a été membre de la Commission de rénovation et 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 2018

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, 73 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

1 932 (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. Elle est administratrice du groupe Bouygues et des sociétés Getlink, Nexans et CGG. Colette Lewiner est administratrice d'EDF depuis avril 2014.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2018

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	CGG	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
- Administratrice d'Ingénico

À l'étranger

- Administratrice de Crompton Greaves (Inde)
- Administratrice TGS Nopec (Norvège)

(1) Actions détenues directement et par l'intermédiaire d'un FCPE.

LAURENCE PARISOT, 59 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 de la stratégie

Actions détenues

137

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 entre en 1985, en tant que chargée d'études à l'Institut de sondages Louis Harris. Elle devient Directrice Générale dès 1986. En 1990, elle est nommée Présidente-Directrice Générale de l'Ifop, dont elle acquiert progressivement la majorité du capital. Après avoir cédé l'Ifop, elle dirige pendant un temps le Cabinet Gradiva, puis est nommée en 2018 Chairwoman and Managing Director de Citi pour la France. Laurence Parisot a été Présidente du MEDEF (Mouvement des Entreprises de France) de 2005 à 2013. Elle est par ailleurs administratrice de Fives et FoxIntelligence et membre du Conseil d'administration de la Fondation Nationale des Sciences Politiques (FNSP). Laurence Parisot est administratrice d'EDF depuis novembre 2014.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2018

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- *Chairwoman et Managing Director de Citi France*

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Administratrice	Fives	France
Administratrice	FoxIntelligence	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 et Directrice Associée de Gradiva
- Vice-présidente du Directoire du groupe IFOP
- Présidente du Comité scientifique de la Fondapol
- Administratrice de la Coface
- Administratrice de BNP Paribas
- Membre du Conseil de surveillance de Fives
- Membre du Conseil de surveillance de Michelin

CLAIRE PEDINI, 53 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, Ressources humaines et transformation digitale du 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 2018

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Directrice Générale Adjointe, Ressources humaines et transformation digitale 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, 61 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, administratrice de l'Institut national de recherche en sciences et technologies pour l'environnement (IRSTEA) depuis août 2018, elle est administratrice d'EDF depuis septembre 2016.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2018

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
Administratrice	Institut national de recherche en sciences et technologies pour l'environnement (IRSTEA)	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

- 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, 65 ANS

Fonction exercée dans la Société

Administrateur – Représentant de l'État

Date de nomination au Conseil

9 septembre 2015

Dernier renouvellement

21 novembre 2018

Échéance du mandat en cours

20 novembre 2022

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 2018

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 CSA (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, 47 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 2018

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, 59 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
307 (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 2018

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, 55 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

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 2018

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, 58 ANS

Fonction exercée dans la Société

Administratrice élue par les salariés

Date de nomination au Conseil

1er 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

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 Responsabilité d'Entreprise, Stratégie 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 2018

Fonction principale exercée dans la Société

- Ingénieur Senior à la Direction Innovation Responsabilité d'Entreprise, Stratégie 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, 56 ANS

Fonction exercée dans la Société
Administrateur élu par les salariés
Date de nomination au Conseil
1er 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 2018

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, 43 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
1 292 (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 2018

Fonction principale exercée dans la Société

- Responsable Grands Comptes à la Direction Commerce & Marketing de Dalkia

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

(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 qu'il a constitués 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 »).

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 qui sera convoquée le 16 mai 2019 (voir 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration »).

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, soit pour un mandat de quatre ans. Le mandat de Martin Vial en qualité de représentant de l'État au sein du Conseil d'administration d'EDF, qui venait à échéance le 20 novembre 2018, a été renouvelé par arrêté du ministre de l'Économie et des Finances du 21 novembre 2018.

L'Assemblée générale des actionnaires convoquée le 15 mai 2018 a modifié 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 renouvelle 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. Le renouvellement échelonné sera mis en œuvre lors de l'Assemblée générale des actionnaires qui sera convoquée le 16 mai 2019.

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 exécutif 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.

Par un communiqué en date du 14 février 2019, le Président de la République a annoncé envisager de renouveler en qualité de Président-Directeur Général de la Société M. Jean-Bernard Lévy, dont le mandat prend fin à l'issue de l'Assemblée générale qui sera convoquée le 16 mai 2019, après avis des commissions compétentes de l'Assemblée nationale et du Sénat dans les conditions prévues par l'article 13 de la Constitution.

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 prévoit qu'il est organisé chaque année une réunion hors la présence du Président-Directeur Général (*executive session*), 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, en prenant en considération les enjeux sociaux et environnementaux de ses activités. 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.

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. Il examine régulièrement les risques de toutes natures, ainsi que les risques et opportunités liés au changement climatique et leur impact sur les activités du Groupe, et les mesures prises en conséquence.

Aux termes de son règlement intérieur, le Conseil d'administration est 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 ;

(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 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) ;
- 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 CO_2 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 CO_2 ;
- 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 est seul compétent pour autoriser ledit projet (voir la section 4.2.3.2 « Comité de suivi des engagements nucléaires »).

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 vérifie que la Société met en œuvre une politique de non-discrimination et de diversité, notamment en matière de représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein de ses instances dirigeantes. Enfin, 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.

Le tableau ci-après rappelle les critères d'indépendance prévus par le code AFEP-MEDEF :

Critères d'indépendance
Critère 1 : Salarié ou mandataire social au cours des cinq années précédentes
Ne pas être ou ne pas avoir été au cours des cinq années précédentes salarié ou dirigeant mandataire social exécutif de la Société, salarié, dirigeant mandataire social exécutif ou administrateur d'une société que la Société consolide, ou salarié, dirigeant mandataire social exécutif ou administrateur de la société mère de la Société ou d'une société consolidée par cette société mère.
Critère 2 : Mandats croisés
Ne pas être dirigeant mandataire social exécutif d'une société dans laquelle la Société détient directement ou indirectement un mandat d'administrateur ou dans laquelle un salarié désigné en tant que tel ou un dirigeant mandataire exécutif social de la Société (actuel ou l'ayant été depuis moins de 5 ans) détient un mandat d'administrateur.
Critère 3 : Relations d'affaires significatives
Ne pas être client, fournisseur, banquier d'affaires, banquier de financement, conseil significatif de la Société ou de son Groupe, ou pour lequel la Société ou son Groupe représente une part significative de l'activité. L'appréciation du caractère significatif ou non de la relation entretenue avec la Société ou son Groupe est débattue par le Conseil et les critères quantitatifs et qualitatifs ayant conduit à cette appréciation explicités dans le rapport annuel.
Critère 4 : Lien familial
Ne pas avoir de lien familial proche avec un mandataire social.
Critère 5 : Commissaire aux comptes
Ne pas avoir été commissaire aux comptes de la Société au cours des 5 années précédentes.
Critère 6 : Durée de mandat supérieure à 12 ans
Ne pas être administrateur de la Société depuis plus de 12 ans, la perte de la qualité d'administrateur indépendant intervient à la date des douze ans.
Critère 7 : Rémunération variable ou liée à la performance
Ne pas percevoir de rémunération variable en numéraire ou des titres ou toute rémunération liée à la performance de la Société ou du Groupe.
Critère 8 : Actionnaire important
Un administrateur représentant un actionnaire important de la Société ou sa société mère peut être considéré comme indépendant dès lors que cet actionnaire ne participe pas au contrôle de la Société. Toutefois, au-delà d'un seuil de 10 % en capital ou en droits de vote, le Conseil s'interroge systématiquement sur la qualification d'indépendant en tenant compte de la composition du capital de la Société et de l'existence d'un conflit d'intérêts potentiel.

Évaluation de l'indépendance des administrateurs

Le Conseil d'administration examine annuellement la situation individuelle des administrateurs au regard des critères d'indépendance prévus par le code AFEP-MEDEF. Il peut également être appelé à se prononcer en cours d'année, en cas d'évolution de la situation d'un administrateur justifiant un réexamen de son indépendance.

Au cours de l'exercice 2018, le Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise et le Comité des nominations et des rémunérations réunis conjointement le 29 novembre 2018 ont réexaminé la situation de Mme Laurence Parisot au regard des critères d'indépendance prévus par le code AFEP-MEDEF, en raison de ses nouvelles fonctions au sein de la banque Citi. Le Conseil d'administration réuni le 14 décembre 2018 a pris acte, après avis des Comités, de l'absence de changement dans la situation individuelle de Mme Parisot de nature à remettre en cause sa qualification d'administratrice indépendante. S'agissant en particulier des relations d'affaires entretenues entre la banque Citi, dont Mme Parisot est Chairwoman et Managing Director, et le groupe EDF, le Conseil d'administration a constaté que l'analyse croisée de la nature et du volume d'affaires entre le groupe EDF et le groupe Citi faisait apparaitre qu'il n'existe pas de relations d'affaires significatives entre EDF et Citi, ni de dépendance ou d'exclusivité dans les relations d'affaires entre les deux groupes. En outre, des dispositions ont été prises au sein de Citi afin que Mme Parisot ne participe à aucune réflexion, discussion ou travaux de toute nature ayant un lien avec EDF.

Lors de la réunion conjointe du 7 février 2019, le Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise et le Comité des nominations et des rémunérations ont procédé à l'examen annuel de la situation individuelle des administrateurs nommés par l'Assemblée générale, au regard des critères d'indépendance prévus par le code AFEP-MEDEF.

Les Comités ont constaté que Monsieur Jean-Bernard Levy, du fait de sa qualité de Président-Directeur Général, dirigeant mandataire social exécutif, ne peut être considéré comme administrateur indépendant (critère n° 1).

Les administrateurs nommés sur proposition de l'État en application de l'article 6 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 « *représentent* », en vertu de ce texte, « *les intérêts de l'État en sa qualité d'actionnaire* ». Au vu des critères fixés par le code AFEP-MEDEF, ces administrateurs ne peuvent être considérés comme indépendants (critère n° 8).

Il en est de même du Représentant de l'État nommé en application des dispositions de l'article 2 de l'ordonnance du 20 août 2014, en sa qualité de représentant de l'actionnaire majoritaire d'EDF (critère n° 8).

Enfin, les administrateurs représentant les salariés ne font pas l'objet d'une évaluation, conformément aux recommandations du code AFEP-MEDEF.

S'agissant plus particulièrement des relations d'affaires, le Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise et le Comité des nominations et des rémunérations ont examiné la situation de Mesdames Lewiner, Parisot et Pedini et de Messieurs Crouzet et Lafont au regard du critère n° 3 prévu par le code AFEP-MEDEF.

Après avis des Comités, le Conseil d'administration a procédé, lors de sa séance du 14 février 2019, à l'évaluation annuelle de l'indépendance des administrateurs et a confirmé la qualification d'administrateurs indépendants de Mesdames Lewiner, Parisot et Pedini et de Messieurs Crouzet et 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, les Comités ont examiné les liens d'affaires pouvant exister entre la Société et les sociétés dans lesquelles ces administrateurs exercent des mandats ou des fonctions dirigeantes, 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 2018), ainsi que sur un plan qualitatif (position de l'administrateur dans les sociétés concernées, nature des relations d'affaires, dépendance économique éventuelle, exclusivité, etc.). Il en ressort qu'aucune des sociétés dans lesquelles ces administrateurs exercent des mandats ou des fonctions dirigeantes, ainsi que les groupes auxquels ces sociétés appartiennent, ne peuvent être qualifiés de client, fournisseur, banquier d'affaires, banquier de financement ou conseil significatifs du groupe EDF 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 de 41,7 % d'administrateurs indépendants (hors administrateurs représentant les salariés), supérieure aux recommandations du Code (voir section 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration »).

Le tableau ci-après présente la situation des administrateurs qualifiés d'indépendants au regard des critères prévus par le Code de gouvernement d'entreprise AFEP-MEDEF :

	Critère n° 1	Critère n° 2	Critère n° 3	Critère n° 4	Critère n° 5	Critère n° 6	Critère n° 7	Critère n° 8	Qualification retenue
Philippe Crouzet	x	x	x	x	x	x	x	x	Indépendant
Bruno Lafont		x	x	x	x	x	x	x	Indépendant
Colette Lewiner	x	x	x	x	x	x	x	x	Indépendant
Laurence Parisot	x	x	x	x	x	x	x	x	Indépendant
Claire Pedini	x	x	x	x	x	x	x	x	Indépendant

x : Signifie que le critère est satisfait.

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 2016

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.

Dans ce cadre, une évaluation de la contribution individuelle de chaque administrateur aux travaux du Conseil a été réalisée. Elle a donné lieu à des restitutions individuelles et confidentielles réalisées par le Conseil indépendant auprès de chaque administrateur.

Les conclusions de l'évaluation ont été examinées lors d'une réunion du Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise et présentées au Conseil d'administration. À la suite de cet exercice, le Conseil 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 2018

L'évaluation annuelle 2018 a été réalisée en interne au moyen d'un questionnaire détaillé, mis à jour chaque année en tenant compte de l'actualité de la Société et du Conseil et des attentes exprimées par les administrateurs lors des évaluations précédentes. Ce questionnaire a été examiné par le Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise préalablement à son 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 et conduite des réunions ;
- appréciation des sujets traités et des informations communiquées ;
- méthodes de travail du Conseil et des Comités et articulation entre Conseil et Comités ;
- retour sur l'*executive session* et le séminaire stratégique du Conseil tenus en 2018 ;
- relations entre le Conseil et le Président et la Direction Générale et appréciation de la répartition des pouvoirs entre le Président et le Conseil ;
- appréciation personnelle de la gouvernance de la Société, attentes et suggestions, notamment dans la perspective du renouvellement du Conseil d'administration en 2019.

Il ressort des résultats de cette évaluation, examinés par le Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise le 29 novembre 2018 et présentés au Conseil le 14 février 2019, que les administrateurs sont, d'une manière générale, satisfaits du fonctionnement du Conseil et des Comités, les taux de satisfaction étant globalement en hausse sur la majorité des thèmes couverts par l'évaluation. 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. Les administrateurs ont apprécié le séminaire stratégique tenu en 2018. La répartition des pouvoirs entre le Conseil et le Président-Directeur Général est jugée équilibrée et le règlement intérieur du Conseil en adéquation avec ses besoins. De manière générale, les administrateurs estiment à une large majorité que le fonctionnement du Conseil est satisfaisant, au regard des bonnes pratiques de gouvernement d'entreprise, et qu'il est en outre en amélioration.

Parmi les pistes d'amélioration identifiées, les administrateurs suggèrent notamment de renforcer, en 2019, le suivi de la performance et de la création de valeur par la Société, de réduire les temps de présentation des dossiers en séance afin d'accorder davantage de temps aux débats et de pérenniser l'organisation d'une *executive session* annuelle.

4.2.2.6 Information et formation des administrateurs – Digitalisation

Le Président-Directeur Général veille à ce que les administrateurs disposent 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 auxquels la Société est confrontée, y compris dans le domaine de la responsabilité sociale, sociétale et environnementale.

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.

Chaque administrateur peut bénéficier d'une formation complémentaire sur les spécificités de la Société et du Groupe, leurs métiers et leur secteur d'activité. En outre, des réunions d'information sur des sujets complexes ou à fort enjeu sont organisées, de même que les formations dont les administrateurs souhaitent bénéficier. En 2018, une session spécifique d'information du Conseil d'administration a été consacrée au stockage de l'électricité, après le lancement du Plan Stockage d'EDF (voir section 3.2.4.6.1 « Le Plan Stockage d'EDF »), et les administrateurs ont visité un site de recherche et développement d'EDF, ainsi qu'une centrale au gaz d'Edison en Italie.

Depuis 2016, le Conseil d'administration s'est doté d'une plateforme digitale de gestion des Conseils, qui permet une mise à disposition fluide, rapide et sécurisée 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, chaque administrateur s'engage à vérifier que sa situation est conforme aux dispositions du Code de commerce en matière de cumul des mandats. 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 2018

	2017	2018
Nombre de réunions	11 (1)	9 (1)
Taux moyen de participation	90,9 %	92,0 %
Durée moyenne des séances	3 heures et 10 minutes	3 heures et 25 minutes

(1) S'ajoute à ce nombre de réunions la tenue d'un séminaire stratégique délocalisé d'une journée.

Le tableau ci-dessous présente le taux de présence individuel des administrateurs au cours de l'exercice 2018 :

Administrateurs dont les mandats sont en cours au 31 décembre 2018	Taux moyen de présence en 2018
Jean-Bernard Lévy	100 %
Olivier Appert	88,9 %
Christine Chabauty	88,9 %
Jacky Chorin	100,0 %
Philippe Crouzet	77,8 %
Christophe Cuvilliez	77,8 %
Maurice Gourdault-Montagne	66,7 %
Bruno Lafont	88,9 %
Bruno Léchevin	88,9 %
Marie-Christine Lepetit	100,0 %
Colette Lewiner	88,9 %
Marie-Hélène Meyling	100,0 %
Laurence Parisot	100,0 %
Claire Pedini	100,0 %
Jean-Paul Rignac	100,0 %
Michèle Rousseau	88,9 %
Christian Taxil	100,0 %
Martin Vial	100,0 %

En 2018, 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 le Plan Stockage, les enjeux industriels et sociaux du mix électrique à long terme, l'acquisition par EDF Renouvelables d'une société portant le projet de parc éolien en mer de Neart na Gaoithe en Ecosse (voir section 1.4.1.5.3 « EDF Renouvelables ») et sa participation à des enchères au Brésil pour des projets solaires et éoliens, plusieurs projets éoliens à terre et en mer aux Etats-Unis, la signature sous conditions suspensives des contrats de construction relatifs aux projets éoliens en mer français de Saint-Nazaire, Fécamp et Courseulles sur Mer, la cession de 49 % d'un portefeuille éolien au Royaume-Uni, de la participation du Groupe dans Dunkerque LNG et d'un portefeuille d'actifs immobiliers par Sofilo et EDF, la stratégie du cycle du combustible nucléaire et la reprise de la filière de recyclage de l'Uranium de retraitement (voir section 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »), la poursuite du déploiement du projet Linky mené par Enedis, l'avancement du programme du Grand Carénage et des projets Hinkley Point C et Jaitapur (voir sections 1.4.1.1.2 « Exploitation du parc nucléaire et performances techniques, 1.4.5.1 « Royaume-Uni » et 1.4.1.2.2 « Autres projets Nouveau Nucléaire »), l'extension à l'activité GNL du partenariat entre EDF Trading et JERA (voir section 1.4.6.2 « Activités gazières »), le rapport sur le contrôle interne inclus dans la lettre annuelle 2018 d'actualisation du rapport triennal sur la sécurisation du financement des charges nucléaires et la mise à jour de la note de référence sur la politique de constitution, de gestion et de maîtrise des risques financiers des actifs dédiés (voir section 4.2.3.2 « Comité de suivi des engagements nucléaires »), la politique en matière d'égalité professionnelle et salariale d'EDF et les résultats en matière de féminisation des instances dirigeantes du Groupe (voir section 3.2.2.2 « Egalité entre femmes et hommes »), la responsabilité d'entreprise et les risques et opportunités liés au changement climatique, le plan de vigilance d'EDF (voir section 3.8.1 « Plan de vigilance »), les orientations stratégiques de la Société en vue de la consultation du Comité central d'entreprise d'EDF, les résultats et perspectives d'Edison et de Framatome, et les rapports 2017 de l'Inspecteur général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection et de l'Inspecteur pour la sûreté hydraulique.

Dans le cadre du séminaire stratégique annuel, le Conseil a examiné et débattu des politiques énergie et climat en Europe, de la transformation numérique, des engagements du Groupe en matière de responsabilité d'entreprise et de développement durable et des attentes des parties prenantes, du bilan de la démarche « Parlons Énergies » et de l'avancement de CAP 2030 (voir sections 3.2.5.5 « Écouter les salariés et parler d'énergie » et 1.3.2.7 « Les conditions de succès de CAP 2030 »).

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 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 chaque Comité comprend 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.

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 oraux du Président du Comité, lors de la séance suivante du 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 2018, le taux moyen de participation global dans les Comités s'est élevé à 93,3 %. Les taux moyens de participation par Comité ainsi que les taux de présence individuels de leurs membres sont indiqués ci-après.

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 comprend deux tiers d'administrateurs indépendants et ne comprend aucun dirigeant mandataire social exécutif.

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
Jean-Paul Rignac	Membre	Administrateur élu par les salariés
Christian Taxil	Membre	Administrateur élu par les salariés

En 2018, Mme Parisot a souhaité se retirer du Comité d'audit en raison de la politique de conformité de la banque Citi, dont elle est devenue *Chairwoman* et *Managing Director* en octobre 2018.

Nombre de membres	7
Nombre d'administrateurs indépendants	2
Pourcentage d'administrateurs indépendants *	66,67 %

* *Hors administrateurs représentant les salariés.*

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 Mme Colette Lewiner 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 14 février 2019, le Conseil d'administration a par ailleurs confirmé la qualification d'administrateurs indépendants de Mme Colette Lewiner et de M. Philippe Crouzet. Il en ressort que ces 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 afférents ;
- 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 dans tous les domaines, y compris les risques sociaux, environnementaux et liés aux changement climatique, 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 2018

Le tableau ci-dessous présente des données statistiques relatives aux exercices 2017 et 2018 :

	2017	2018
Nombre de réunions	5	5
Taux moyen de participation	92,5 %	97,5 %
Durée moyenne des séances	3 heures et 7 minutes	3 heures et 3 minutes

Le tableau ci-dessous présente le taux de présence individuel au cours de l'exercice 2018 des membres du Comité d'audit dont les mandats sont en cours au 31 décembre 2018 :

Membres du Comité d'audit *	Taux moyen de présence en 2018
Marie-Christine Lepetit	100,0 %
Jacky Chorin	100,0 %
Philippe Crouzet	100,0 %
Colette Lewiner	100,0 %
Marie-Hélène Meyling	100,0 %
Jean-Paul Rignac	100,0 %
Christian Taxil	100,0 %

* *Mme Parisot a été membre du Comité d'audit jusqu'au 6 novembre 2018. Son taux de présence individuel en 2018 s'est élevé à 75 %.*

En 2018, le Comité d'audit a notamment examiné les états financiers semestriels et annuels et les rapports financiers afférents, la présentation par les Commissaires aux comptes de leur plan d'audit 2018 et des points essentiels des conclusions de leurs diligences, le budget 2019 et le PMT 2019-2022, la revue de la valeur des actifs dans la perspective de l'arrêté des comptes 2018, les engagements hors bilan, la mise à jour de la cartographie des risques, l'évolution des risques prioritaires, les méthodes de contrôle des risques et les actions de progrès identifiées, le bilan des auto-évaluations de contrôle interne 2017 et l'avancement des chantiers de transformation du contrôle interne, la synthèse des audits internes et le programme d'audit ainsi que la refonte du processus d'audit, les risques marchés énergies et de contrepartie, les risques fournisseurs, le mandat 2018-2019 de gestion financière et de maîtrise des risques financiers et la politique du Groupe en matière d'assurance et d'assurabilité des risques.

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 2018.

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.*

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, 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 2018

	2017	2018
Nombre de réunions	3	4
Taux moyen de participation	94,4 %	79,2 %
Durée moyenne des séances	2 heures et 11 minutes	1 heure et 52 minutes

Le tableau ci-dessous présente le taux de présence individuel au cours de l'exercice 2018 des membres du Comité de suivi des engagements nucléaires dont les mandats sont en cours au 31 décembre 2018 :

Membres du Comité de suivi des engagements nucléaires	Taux moyen de présence en 2018
Philippe Crouzet	100,0 %
Olivier Appert	75,0 %
Christophe Cuvilliez	50,0 %
Marie-Christine Lepetit	100,0 %
Marie-Hélène Meyling	100,0 %
Michèle Rousseau	50,0 %

En 2018, le Comité a examiné en particulier la situation de couverture et le taux d'actualisation des provisions nucléaires, la performance des portefeuilles d'actifs dédiés cotés et non cotés, les projets de procédure sur l'affectation d'actifs du groupe EDF dans les actifs non cotés des actifs dédiés et de mise à jour de la note de référence sur la politique de constitution, de gestion et de maîtrise des risques financiers des actifs dédiés avant son approbation par le Conseil d'administration, la lettre annuelle 2018 d'actualisation du rapport triennal sur la sécurisation du financement des charges nucléaires et le rapport sur le contrôle interne qui y est inclus, les principales conclusions du rapport de la Cour des comptes sur les actifs dédiés, 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) »), l'état d'avancement du programme de déconstruction des centrales nucléaires de première génération et du projet de centre industriel de stockage géologique (CIGEO) (voir section 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »), ainsi que le projet de transfert aux actifs dédiés de la participation minoritaire du Groupe dans le barrage de Nam Theun au Laos.

4.2.3.3 Comité de la stratégie

Composition

Le tableau ci-dessous présente la composition du Comité à la date de dépôt du présent document de référence. Les administrateurs qui ne sont pas membres du Comité de la stratégie peuvent participer à ses réunions.

Composition du Comité de la stratégie		
Jean-Bernard Lévy	Président	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.

(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.

Activité en 2018

	2017	2018
Nombre de réunions	3	3
Taux moyen de participation *	100 %	92,6 %
Durée moyenne des séances	3 heures et 10 minutes	2 heures et 45 minutes

* *Taux calculé sur la base des seuls membres du Comité (tous les membres du Conseil pouvant par ailleurs participer aux réunions).*

Le tableau ci-dessous présente le taux de présence individuel au cours de l'exercice 2018 des membres du Comité de la stratégie dont les mandats sont en cours au 31 décembre 2018 :

Membres du Comité de la stratégie	Taux moyen de présence en 2018
Jean-Bernard Lévy	100,0 %
Olivier Appert	100,0 %
Jacky Chorin	100,0 %
Maurice Gourdault-Montagne	100,0 %
Marie-Hélène Meyling	100,0 %
Laurence Parisot	66,7 %
Jean-Paul Rignac	100,0 %
Christian Taxil	66,7 %
Martin Vial	100,0 %

En 2018, le Comité a examiné en particulier l'avancement du projet Jaitapur, la politique du Groupe en matière de recherche et développement, l'accord de partenariat stratégique et industriel avec Orano dans le cadre de la refondation de la filière nucléaire française et l'accord concernant la collaboration avec Orano sur le démantèlement à l'international, la stratégie Commerce d'EDF, les enjeux managériaux et sociaux de la politique de ressources humaines du Groupe (voir sections 1.3.2 « Priorités de la stratégie CAP 2030 » et 3.4.1.3 « Le développement des compétences : préparer l'avenir »), les principales hypothèses du PMT 2019-2022, les propositions d'orientations stratégiques d'EDF en vue de la consultation du Comité central d'entreprise, ainsi qu'un point d'information sur les processus de contrôle des prestataires de la filière industrielle nucléaire.

4.2.3.4 Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise

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 examine les engagements et politiques du Groupe, ainsi que leur mise en œuvre, en matière d'éthique, de conformité, de responsabilité d'entreprise et de développement durable, en particulier la manière dont la Société prend en compte les questions liées au changement climatique, ainsi que les questions liées à l'égalité professionnelle et salariale et la manière dont la Société met en œuvre une politique de non-discrimination et de diversité, notamment en matière de représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein de ses instances dirigeantes.

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. 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 »).

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. En cas de nomination de nouveaux membres du Comité d'audit, il examine, conjointement avec le Comité des nominations et des rémunérations, la situation de ces membres en termes de compétences en matière financière, comptable ou de contrôle légal des comptes.

Activité en 2018

	2017	2018
Nombre de réunions	7*	7**
Taux moyen de participation	92,9 %	92,9 %
Durée moyenne des séances	1 heure et 35 minutes	1 heure et 32 minutes

* *Dont une réunion conjointe avec le Comité des nominations et des rémunérations.*
** *Dont deux réunions conjointes avec le Comité des nominations et des rémunérations.*

Le tableau ci-dessous présente le taux de présence individuel au cours de l'exercice 2018 des membres du Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise dont les mandats sont en cours au 31 décembre 2018 :

Membres du Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise	Taux moyen de présence en 2018
Colette Lewiner	100,0 %
Christine Chabauty	100,0 %
Jacky Chorin	100,0 %
Bruno Léchevin	57,1 %
Marie-Hélène Meyling	100,0 %
Claire Pedini	100,0 %

En 2018, le Comité a examiné en particulier la questions liées à la responsabilité d'entreprise et au changement climatique, le plan de vigilance d'EDF (voir section 3.8.1 « Plan de vigilance »), les éléments relatif au gouvernement d'entreprise inclus dans le rapport de gestion relatif à l'exercice 2017, la présentation des résultats de l'enquête interne 2017 « My EDF » (voir section 3.4.4.6 « Le regard des salariés : l'enquête d'engagement My EDF Group »), le bilan 2017 en matière d'éthique et de conformité et les priorités 2018 ainsi que le nouveau dispositif d'alerte du Groupe, le rapport 2017 du Médiateur d'EDF, la politique de mécénat du Groupe et la Fondation EDF, l'organisation du Groupe dans le cadre de la mise en œuvre du règlement européen n º 2016/679 relatif à la protection des données à caractère personnel (RGPD), le nouvel accord mondial de responsabilité sociale du groupe EDF (voir section 3.4.4.5 « Un dialogue social soutenu »), la politique en matière d'égalité professionnelle et salariale et les résultats en matière de féminisation des instances dirigeantes d'EDF, la politique et le bilan santé et sécurité du Groupe et le pilotage des ambitions carbone du Groupe (voir la section 3.2.1.1 « L'ambition du groupe EDF (ORE n° 1) »). Il a en outre examiné le questionnaire ayant servi de support à l'évaluation interne 2018 du fonctionnement du Conseil d'administration et des Comités et les résultats de cette évaluation avant leur présentation au Conseil.

Le Comité a également tenu deux réunions conjointes avec le Comité des nominations et des rémunérations consacrées à l'examen de la mise à jour du règlement intérieur du Conseil d'administration et de la politique de remboursement des frais des administrateurs avant leur adoption par le Conseil, à la revue annuelle de l'indépendance des administrateurs au regard des critères définis par le code AFEP-MEDEF et au réexamen de l'indépendance d'une administratrice en raison de ses nouvelles fonctions.

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 *	66,67 %

* *Hors administrateurs représentant les salariés.*

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 son avis au Conseil sur la politique de diversité applicable aux administrateurs et, le cas échéant, 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 aux travaux du Comité pour l'exécution de cette mission.

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. En cas de nomination de nouveaux membres du Comité d'audit, il examine en outre, conjointement avec le Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise, la situation de ces membres en termes de compétences en matière financière, comptable ou de contrôle légal des comptes.

Activité en 2018

	2017	2018
Nombre de réunions	4*	4**
Taux moyen de participation	100 %	100 %
Durée moyenne des séances	16 minutes	53 minutes

* *Dont une réunion conjointe avec le Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise.*
** *Dont deux réunions conjointes avec le Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise.*

Le tableau ci-dessous présente le taux de présence individuel au cours de l'exercice 2018 des membres du Comité des nominations et des rémunérations dont les mandats sont en cours au 31 décembre 2018 :

Membres du Comité des nominations et des rémunérations	Taux moyen de présence en 2018
Bruno Lafont	100,0 %
Christine Chabauty	100,0 %
Colette Lewiner	100,0 %
Martin Vial	100,0 %

En 2018, le Comité a notamment examiné la politique de rémunération, les dispositifs incitatifs de long terme (*Long Term Incentive Plan*) et le bilan des évolutions de rémunération 2017 des dirigeants du Groupe, le dispositif d'EDF en matière de gestion des talents (*talent management*) concernant les dirigeants. Le Comité a par ailleurs émis un avis destiné au Conseil concernant la politique de rémunération du Président-Directeur Général et sa rémunération au titre de l'exercice 2018.

Le Comité a également tenu deux réunions conjointes avec le Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise consacrées à l'examen de la mise à jour du règlement intérieur du Conseil d'administration et de la politique de remboursement des frais des administrateurs avant leur adoption par le Conseil, à la revue annuelle de l'indépendance des administrateurs au regard des critères définis par le code AFEP-MEDEF et au réexamen de l'indépendance d'une administratrice en raison de ses nouvelles fonctions.

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	Fonctions
Jean-Bernard Lévy	Président-Directeur Général
Marc Benayoun	Directeur Exécutif Groupe en charge du pôle Gaz et Italie, Administrateur délégué d'Edison
Bruno Bensasson	Directeur Exécutif Groupe en charge du pôle Énergies Renouvelables, Président-Directeur Général d'EDF Renouvelables
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
Cédric Lewandowski	Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Innovation, Stratégie et Programmation
Philippe Sasseigne	Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction du Parc Nucléaire et Thermique
Simone Rossi	Directeur Exécutif Groupe, Directeur Général d'EDF Energy
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

Alexandre Perra assure le Secrétariat du Comité exécutif, il est Directeur auprès du Président-Directeur Général en charge de la coordination exécutive et des relations gouvernementales.

(1) Bruno Bensasson a succédé à Antoine Cahuzac dans ses fonctions à compter du 16 avril 2018.

(2) Philippe Sasseigne a succédé à Dominique Minière dans ses fonctions à compter du 8 février 2019.

À la date du dépôt du présent document de référence, le Comité exécutif compte deux femmes, soit une proportion de 15,4 % de femmes (contre une proportion de 7,7 % jusqu'en décembre 2016). EDF s'inscrit pleinement dans le mouvement de féminisation des instances dirigeantes depuis déjà plusieurs années. Tout d'abord, le nombre de femmes au sein du Comité exécutif a doublé avec l'arrivée, en décembre 2016, de Véronique Lacour, Directeur Exécutif Groupe en charge de la Transformation et de l'Efficacité Opérationnelle.

Le Président-Directeur Général a également mis en œuvre plusieurs actions pour favoriser la féminisation des instances dirigeantes et des conseils d'administration des sociétés du Groupe. Ainsi, chaque membre du Comité exécutif d'EDF assure un mentorat auprès des dirigeantes ou futures dirigeantes. Par ailleurs, les femmes identifiées comme « talents », et susceptibles d'occuper à moyen terme des postes de dirigeantes, font l'objet d'un suivi individuel accru et d'actions de professionnalisation spécifiques, et bénéficient d'orientations de carrières associées.

Enfin, un vivier de femmes pouvant être désignées dans les conseils d'administration des sociétés du Groupe a été constitué. Une attention particulière est portée dès le recrutement des salariés afin que l'entreprise soit le reflet de la société actuelle (voir aussi les sections 3.2.2.2 « Egalité entre femmes et hommes » et 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration »).

4.3.2 RENSEIGNEMENTS PERSONNELS RELATIFS AUX MEMBRES DU COMITÉ EXÉCUTIF

Marc Benayoun, 52 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 3e 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.

Bruno Bensasson, 46 ans, est diplômé de l'Ecole Polytechnique et de l'Ecole des Mines de Paris. Il a débuté sa carrière professionnelle en 1998 au sein de l'Autorité de Sureté Nucléaire en tant que chef de Division Régionale (Basse et Haute Normandie) puis Directeur de Cabinet du Directeur Général. Il a ensuite occupé de 2004 à 2006 les fonctions de conseiller technique en charge de l'environnement, des nouvelles énergies et de l'énergie nucléaire au cabinet du ministre de l'Industrie, puis de conseiller au Secrétariat Général de la Présidence de la République en charge de l'industrie, de l'environnement et des transports. Il a rejoint SUEZ en 2007 comme Directeur des Études Économiques à la Direction du développement et de la stratégie. En 2011, il devient membre du Comité Exécutif de GDF SUEZ en tant que Directeur de la Stratégie et du Développement Durable. Il a été nommé Directeur Général de GDF SUEZ Énergie France début 2013 avant de devenir, en juillet 2014, Directeur Général Adjoint de GDF SUEZ Énergie Europe en charge du développement et de la production renouvelables. Il occupait depuis 2016 le poste de Directeur Général Engie Afrique. Depuis mai 2018,

Bruno Bensasson est Directeur Exécutif Groupe en charge du Pôle Energies Renouvelables et Président Directeur Général d'EDF Renouvelables.

Christophe Carval, 58 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, 50 ans, est diplômé de HEC, titulaire d'une maîtrise en droit des affaires, lauréat de l'Institut d'Etudes 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 Énergies 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, 54 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 1er 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, 62 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 (Groupe Dalkia, Citelum, Netseenergy, Izivia, Sowee, EDF ENR etc.). Il est, de plus, Président de Citelum, et Administrateur de Dalkia et d'EDF Energy. Il est également Directeur Commerce d'EDF.

Marianne Laigneau, 54 ans, est une ancienne élève de l'Ecole 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. À 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 également administrateur d'EDF Renouvelables, d'EDF Trading, de Vinci Autoroutes et de la Cité Internationale Universitaire de Paris.

Cédric Lewandowski, 49 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 Pulse Croissance Holding, membre du Conseil d'administration d'Enedis, Vice-président du Conseil Mondial de l'Énergie et Président du Conseil d'administration d'Électricité de Strasbourg.

Philippe Sasseigne, 61 ans, est diplômé de l'Ecole Nationale Supérieure de Mécanique de Nantes. Il a débuté sa carrière professionnelle en 1982 au Centre Nucléaire de Production d'Electricité (CNPE) de Saint-Laurent-des-Eaux, au sein de la Division Production Nucléaire (DPN) d'EDF, en tant qu'ingénieur Sûreté Radioprotection. Il a ensuite exercé sur ce même CNPE différentes fonctions dans les domaines de la sûreté et de l'exploitation avant de rejoindre en 1992 l'Unité Technique Opérationnelle puis en 1994 l'Etat-major de la DPN pour y exercer différentes responsabilités dans le domaine du contrôle de gestion. En 1999, il rejoint le CNPE de Blayais où il devient Directeur Délégué Maintenance et Arrêts de Tranche. Il est ensuite nommé Directeur du CNPE de Golfech en 2002 puis prend la Direction du CNPE de Blayais en 2006. En 2009, il rejoint l'Equipe de Direction de la DPN à Paris en tant que Directeur des Opérations puis occupe de 2010 à 2013 le poste de Directeur Adjoint de la DPN, chargé des questions techniques, de sûreté, de production, de radioprotection et d'environnement. En 2013, il devient Directeur de la DPN avant d'être nommé, en février 2019, au poste de Directeur Exécutif en charge de la Direction du Parc Nucléaire et Thermique.

Simone Rossi, 50 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 1er novembre 2017, il est *Chief Executive Officer* d'EDF Energy et Directeur Exécutif Groupe d'EDF.

Pierre Todorov, 60 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, 52 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 Renouvelables, gouverneur honoraire 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 2018, les membres du Conseil d'administration de la Société, dont les mandats sont en cours au 31 décembre 2018, détenaient un total de 4 259 actions. Le tableau ci-dessous détaille le nombre d'actions EDF détenues individuellement par ces administrateurs au 31 décembre 2017 et au 31 décembre 2018 :

	Nombre d'actions EDF détenues au 31/12/2017	Nombre d'actions EDF détenues au 31/12/2018
Jacky Chorin (1)	294	307
Philippe Crouzet	294	294
Christophe Cuvilliez	24	24
Bruno Lafont	238	245
Colette Lewiner (2)	1 870	1 932
Marie-Hélène Meyling	28	28
Laurence Parisot	137	137
Christian Taxil (1)	1 237	1 292
TOTAL	**4 122**	**4 259**

(1) Actions détenues par l'intermédiaire d'un FCPE.
(2) Actions détenues directement et par l'intermédiaire d'un FCPE.

Les administrateurs dont les mandats sont en cours au 31 décembre 2018, non mentionnés dans le tableau ci-dessus, ne détiennent aucune action EDF.

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 2018 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 2018 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 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 2018
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 2017 et 2018.

TABLEAU RÉCAPITULATIF DES RÉMUNÉRATIONS DU DIRIGEANT MANDATAIRE SOCIAL (1)

	Exercice 2017		Exercice 2018	
(en euros)	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	néant	néant
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 convoquée pour approuver les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2018 »).

4.6.1.1.2 Fixation de la rémunération du Président-Directeur Général

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. Cette rémunération fixe annuelle demeure inchangée depuis la nomination de M. Jean-Bernard Lévy en qualité de Président-Directeur Général d'EDF en 2014 (voir section 4.2.2.2 « Mode d'exercice de la Direction Générale – Nomination et attributions du Président-Directeur Général »).

Rémunération au titre de l'exercice 2019

Le Comité des nominations et des rémunérations réuni le 7 février 2019 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 2019.

Sur proposition du Comité, le Conseil d'administration réuni le 14 février 2019 a décidé de maintenir à 450 000 euros bruts la rémunération fixe annuelle du Président-Directeur Général au titre de l'exercice 2019.

4.6.1.1.3 Autres éléments de rémunération

En 2018, 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 2018, 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 convoquée pour approuver les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2018

Conformément aux dispositions du Code de commerce, il sera demandé à la prochaine Assemblée générale d'EDF qui sera convoquée pour approuver les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 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 2018, ainsi que sur la politique de rémunération pour 2019 le concernant.

Il sera ainsi demandé aux actionnaires de se prononcer en Assemblée générale, après avoir pris connaissance des informations prévues au dernier alinéa de l'article L. 225-37 du Code de commerce, sur l'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 2018 et qui sont décrits dans la section 4.6.1.1 « Rémunération globale du Président-Directeur Général ».

De même, les actionnaires seront appelés à se prononcer sur l'approbation des principes et critères de détermination, de répartition et d'attribution de l'ensemble des éléments composant la rémunération totale et des avantages de toute nature, attribuables au Président-Directeur Général de la Société pour l'exercice 2019, qui ont été fixés par le Conseil d'administration de la Société sur proposition du Comité des nominations et des rémunérations et sont décrits dans la section 4.6.1.1 « Rémunération globale du Président-Directeur Général ».

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 2017 et 2018 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 2018.

Administrateurs dont les mandats sont en cours au 31 décembre 2018	2017 (1)	2018 (1)
Olivier Appert	40 046	39 186
dont versés au budget de l'État	*28 032*	*22 397*
Philippe Crouzet	48 548	41 744
dont versés au titre de la participation à un groupe de travail (2)	*7 500*	*0*
Maurice Gourdault-Montagne (3)	n.a.	21 400
dont versés au budget de l'État	*n.a.*	*21 400*
Bruno Lafont	42 033	37 907
dont versés au titre de la participation à un groupe de travail (2)	*7 500*	*néant*
Bruno Léchevin	38 041	36 628
dont versés au budget de l'État	*38 041*	*30 224*
Marie-Christine Lepetit	48 064	45 581
dont versés au budget de l'État	*48 064*	*45 581*
Jean-Bernard Lévy	n.a.	n.a.
Colette Lewiner	79 066	49 419
dont versés au titre de la participation à un groupe de travail (2)	*30 000*	*néant*
Laurence Parisot	48 548	39 826
dont versés au titre de la participation à un groupe de travail (2)	*7 500*	*néant*
Claire Pedini	40 530	39 826
dont versés au titre de la participation à un groupe de travail (2)	*7 500*	*néant*
Michèle Rousseau	19 566	37 907
dont versés au budget de l'État	*19 566*	*37 907*
Martin Vial	40 547	39 826
dont versés au budget de l'État	*40 547*	*39 826*
TOTAL *(EN EUROS)*	**444 989**	**429 249**

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) Concernant la participation à un groupe de travail, voir le paragraphe « Enveloppe et répartition des jetons de présence » ci-après.

(3) Administrateur depuis le 20 septembre 2017. Les jetons de présence alloués à M. Gourdault-Montagne au titre de l'exercice 2017 ont été versés début 2018.

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.

S'agissant des autres administrateurs nommés par l'Assemblée générale sur proposition de l'État et n'ayant pas la qualité d'agent public, un arrêté du ministre chargé de l'économie et des finances du 5 janvier 2018 (1) précise que la Société verse au budget de l'État 15 % des jetons de présence qui leur sont alloués, les 85 % restants étant versés à l'administrateur.

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.

(1) Les dispositions de l'arrêté du 5 janvier 2018, modifiant l'arrêté du 18 décembre 2014 pris en application de l'article 6-V de l'ordonnance du 20 août 2014, sont applicables depuis le 1er février 2018. Précédemment, l'arrêté du 18 décembre 2014 prévoyait que la rémunération à percevoir par ces administrateurs était versée à hauteur de 30 % aux administrateurs concernés, les 70 % restants étant versés au budget de l'État.

L'Assemblée générale du 18 mai 2017 a approuvé, sur proposition du Conseil d'administration, une enveloppe annuelle de jetons de présence de 500 000 euros au titre de l'exercice 2017, incluant la rémunération 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 anticipée de la centrale de Fessenheim [1].

L'Assemblée générale du 15 mai 2018 a maintenu, sur proposition du Conseil d'administration, l'enveloppe annuelle à 500 000 euros pour l'exercice 2018 et les exercices ultérieurs, jusqu'à nouvelle décision de l'Assemblée générale. Sur ce montant, le Conseil d'administration réuni le 15 février 2018 a décidé de continuer de verser aux administrateurs la somme de 440 000 euros au titre de l'enveloppe annuelle de jetons de présence, selon les règles de répartition en vigueur, afin de disposer d'une marge de flexibilité de 60 000 euros qui ne seraient versés qu'en cas d'allocation de rémunérations *ad hoc* ou exceptionnelles sur décision du Conseil.

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].

4.7 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 2018

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).

(1) Le Conseil avait décidé, le 3 juin 2016, de confier à un groupe de travail composé des membres indépendants du Conseil d'administration au sens des critères du Code AFEP-MEDEF (Mmes Lewiner, Parisot et Pedini et MM. Crouzet et Lafont), et présidé par Mme Lewiner, le suivi des discussions engagées entre EDF et l'État au sujet de la fermeture anticipée de la centrale de Fessenheim, et l'examen des termes et conditions du protocole d'indemnisation à conclure avec l'État avant sa soumission pour délibération au Conseil. 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.

(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.



5. PERFORMANCES DU GROUPE EN 2018 ET PERSPECTIVES

5.1 EXAMEN DE LA SITUATION FINANCIÈRE ET DU RÉSULTAT 278

5.1.1 Chiffres clés 278
5.1.2 Éléments de conjoncture 280
5.1.3 Événements marquants de l'année 2018 286
5.1.4 Analyse de l'activité et du compte de résultat consolidé pour 2017 et 2018 288
5.1.5 Flux de trésorerie et endettement financier net 295
5.1.6 Gestion et contrôle des risques marchés 299
5.1.7 Informations sur les délais de paiement des fournisseurs et des clients (article L. 441-6-1 du Code de commerce) 309
5.1.8 Informations sur les succursales existantes L. 232-1 du Code de commerce 309

5.2 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE 310

5.3 ÉVOLUTION DES PRIX DE MARCHÉ EN JANVIER ET FÉVRIER 2019 311

5.4 PERSPECTIVES 312

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 2018 sont préparés conformément aux normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 31 décembre 2018. 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 2018.

Les informations financières présentées dans ce document sont élaborées à partir des comptes consolidés au 31 décembre 2018 du groupe EDF.

Les données comparatives 2017 présentées dans l'annexe aux comptes consolidés sont retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective de la norme IFRS 15 « Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients ». Ces changements ont pour conséquence une réduction du chiffre d'affaires et des achats d'énergie publiés au 31 décembre 2017, sans impact sur l'excédent brut d'exploitation (*cf.* note 2.1 des comptes consolidés au 31 décembre 2018).

La norme IFRS 9 « Instruments financiers » est applicable à compter du 1er janvier 2018. Elle 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. Les données comparatives de l'année de première application n'ont pas été retraitées, conformément à l'approche simplifiée d'IFRS 9. Les modalités de transition et les principales implications de la norme pour le Groupe sont présentées dans la note 2.2 des comptes consolidés au 31 décembre 2018.

Les chiffres clés du Groupe pour l'exercice 2018 sont présentés ci-après.

EXTRAIT DU COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ

(en millions d'euros)	2018	2017 (1)	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	68 976	64 892	4 084	+ 6,3	+ 4,0
Excédent brut d'exploitation (EBE)	15 265	13 742	1 523	+ 11,1	+ 11,3
Résultat d'exploitation	5 282	5 637	(355)	- 6,3	- 1,9
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	473	3 401	(2 928)	- 86,1	- 79,0
Résultat net part du Groupe	1 177	3 173	(1 996)	- 62,9	- 57,5
Résultat net courant (2)	2 452	2 820	(368)	- 13,1	- 7,5

(1) Les données publiées au 31 décembre 2017 ont été retraitées de l'impact lié à l'application de la norme IFRS 15 portant sur le chiffre d'affaires. En revanche, l'application au 1er janvier 2018 de la norme IFRS 9 n'a pas été retraitée en 2017, conformément à l'approche simplifiée d'IFRS 9.

(2) 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, hors variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading et hors variations nettes de juste valeur de titres de dettes et de capitaux propres 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)	2018	2017
Résultat net part du Groupe	1 177	3 173
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* et variations nettes de juste valeur de titres de dettes et de capitaux propres	777	(94)
Pertes de valeur	498	1 030
RÉSULTAT NET COURANT	**2 452**	**2 820**
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	(584)	(565)
RÉSULTAT NET COURANT AJUSTÉ DE LA RÉMUNÉRATION DES ÉMISSIONS HYBRIDES	**1 868**	**2 255**

(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)	31/12/2018	31/12/2017 [1]
Actif immobilisé	162 219	156 900
Autres actifs non courants	48 165	47 424
Actifs non courants	**210 384**	**204 324**
Stocks et clients	30 137	30 981
Autres actifs courants	39 358	32 845
Trésorerie et équivalents de trésorerie	3 290	3 692
Actifs courants	**72 785**	**67 518**
Actifs détenus en vue de leur vente	-	-
TOTAL DE L'ACTIF	**283 169**	**271 842**
Capitaux propres - part du Groupe	44 469	41 357
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	8 177	7 341
Total des capitaux propres	**52 646**	**48 698**
Provisions non courantes	71 772	71 373
Passifs spécifiques des concessions	46 924	46 323
Autres passifs non courants	59 012	58 591
Passifs non courants	**177 708**	**176 287**
Passifs courants	**52 815**	**46 857**
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	-	-
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	**283 169**	**271 842**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées de la norme IFRS 15 (voir note 2.1.3.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018).

CASH-FLOW GROUPE

(en millions d'euros)	2018	2017	Variation en valeur	Variation en %
Cash-flow Groupe [1] [2]	(480)	(209)	(271)	- 129,7

(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 (voir la section 5.1.5.2).
(2) Avant augmentation de capital.

INFORMATIONS RELATIVES À L'ENDETTEMENT FINANCIER NET

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017	Variation en valeur	Variation en %
Emprunts et dettes financières	59 188	56 846	2 342	+ 4,1
Dérivés de couvertures des dettes	(1 972)	(1 176)	(796)	+ 67,7
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(3 290)	(3 692)	402	- 10,9
Actifs financiers disponibles à la vente - Actifs liquides	(20 538)	(18 963)	(1 575)	+ 8,3
ENDETTEMENT FINANCIER NET [1]	**33 388**	**33 015**	**373**	**+ 1,1**

(1) 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.

En 2018, les prix *spot* de l'électricité ont été supérieurs à ceux de 2017 partout en Europe.

5.1.2.1.1 Prix *spot* de l'électricité en Europe (1)

	France	Royaume-Uni	Italie	Allemagne	Belgique
Moyenne 2018 en base *(€/MWh)*	50,2	64,9	61,3	44,5	55,3
Variation 2018/2017 des moyennes en base	+ 11,6 %	+ 25,4 %	+ 13,6 %	+ 30,0 %	+ 24,0 %
Moyenne 2018 en pointe *(€/MWh)*	59,1	70,0	67,9	52,1	64,8
Variation 2018/2017 des moyennes en pointe	+ 10,1 %	+ 23,5 %	+ 10,0 %	+ 22,0 %	+ 18,4 %

Les commentaires ci-dessous portent sur les prix en base.

En **France**, les prix *spot* de l'électricité se sont établis en moyenne à 50,2 €/MWh en base et à 59,1 €/MWh en pointe en 2018, en hausse de respectivement 5,2 €/MWh et 5,4 €/MWh par rapport à 2017. Cette hausse s'explique surtout par une hausse des prix de toutes les commodités entre mars et septembre, par une vague de froid fin février 2018, ainsi que par un été très peu venteux partout en Europe.

En 2018, la demande française s'est établie à 475,2 TWh, en baisse de 4,6 TWh par rapport à 2017. Les moyens thermiques à flamme ont été moins sollicités, alors que la disponibilité du parc nucléaire et la production hydraulique étaient en forte hausse (respectivement + 14,1 TWh et + 9,4 (2) TWh par rapport à 2017). Les productions éolienne et photovoltaïque ont de leur côté connu une hausse respective de 4,0 TWh et 0,8 TWh pour atteindre respectivement 26,8 TWh et 9,7 TWh en 2018. D'autre part, le solde exportateur de la France a augmenté cette année de 23,0 TWh (3) par rapport à 2017, en lien notamment avec une forte augmentation vers la zone Central West Europe (CWE) entre mai et juillet puis entre septembre et décembre due à une faible production éolienne en Allemagne et à la hausse des prix du CO_2 impactant fortement les prix outre-Rhin (+ 8,2 TWh entre mai et juillet puis + 10,4 TWh entre septembre et décembre sur le solde exportateur de la France comparé à 2017).

Au **Royaume-Uni**, les prix *spot* moyens de l'électricité ont augmenté de 13,2 €/MWh par rapport à 2017, en s'établissant en moyenne à 64,9 €/MWh en 2018. Cette hausse a débuté en mars, mois à partir duquel les prix moyens mensuels ont tous connu une hausse d'environ 33 % par rapport à 2017 (+ 16 €/MWh en moyenne) en raison de la hausse des prix des combustibles. À noter également, une hausse importante des prix lors de la vague de froid de fin février - début mars 2018, dont l'effet a été accentué par une tension sur le gaz consécutive aux indisponibilités fortuites sur un champ norvégien et sur l'interconnexion avec les Pays-Bas, alors même que le site de stockage en gaz de Rough venait d'être fermé.

En **Italie**, les prix *spot* moyens ont augmenté de 7,4 €/MWh par rapport à 2017 pour s'établir en moyenne à 61,3 €/MWh en 2018. Cette hausse a surtout concerné les mois de mars à octobre où les prix ont augmenté d'environ 28 % par rapport à 2017, suite à la hausse des prix des combustibles, alors que les prix sur janvier avaient été inférieurs de 32 % en raison de températures plus clémentes en 2018.

En **Allemagne**, les prix *spot* ont augmenté de 10,3 €/MWh par rapport à 2017 pour s'établir en moyenne à 44,5 €/MWh en 2018. Malgré une baisse des prix sur janvier de 22,9 €/MWh par rapport à 2017 en raison de températures plus clémentes, les prix ont été tirés à la hausse par la reprise des cours des commodités, notamment le CO_2 et le charbon qui ont un fort impact sur les coûts de fonctionnement du parc allemand, ainsi que par un mois de juin peu venteux. Depuis juin, les prix mensuels ont ainsi augmenté de près de 20 €/MWh en moyenne par rapport à 2017. La production éolienne est en hausse de 2,7 TWh par rapport à 2017 pour s'établir à 108,6 TWh en 2018. La production photovoltaïque a de son côté connu une hausse de 4,8 TWh par rapport à 2017 pour s'établir à 41,2 TWh sur l'année 2018. À fin décembre 2018, les puissances installées éoliennes et photovoltaïques en Allemagne sont respectivement d'environ 59 GW et 46 GW. Plusieurs épisodes caractérisés par des productions éoliennes et photovoltaïques importantes ont donné lieu à des prix négatifs (134 heures en 2018 contre 146 heures en 2017). Le prix horaire le plus bas a été atteint le 1er janvier à - 76,0 €/MWh.

En **Belgique**, les prix *spot* ont augmenté de 10,7 €/MWh par rapport à 2017, s'établissant en moyenne à 55,3 €/MWh en 2018. Cette hausse a surtout concerné les mois de mars à novembre où les prix ont augmenté d'environ 44 % par rapport à 2017, en lien avec la hausse des prix des combustibles, alors que les prix sur janvier étaient inférieurs de presque 50 % en raison de températures plus clémentes. Les prix *spot* en fin d'année ont également été tirés à la hausse par la faible disponibilité du parc nucléaire opéré par le groupe Engie. De mi-septembre à fin décembre, 5 des 7 tranches belges sont en effet à l'arrêt et une sixième tranche a dû être arrêtée pour maintenance entre mi-octobre et mi-novembre.

*(1) **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.

(2) 9,4 TWh bruts et 9,1 TWh nets de pompage.

(3) Source : ENTSO-E Transparency Website.

5.1.2.1.2 Prix à terme de l'électricité en Europe (1)

	France	Royaume-Uni	Italie	Allemagne	Belgique
Moyenne du prix du contrat annuel 2019 à terme en base sur l'année 2018 *(€/MWh)*	48,9	60,1	59,0	44,1	51,0
Variation 2018/2017 des moyennes des prix des contrats annuels à terme en base	+ 27,9 %	+ 20,1 %	+ 26,7 %	+ 36,1 %	+ 36,9 %
Prix à terme du contrat annuel 2019 en base au 31 décembre 2018 *(€/MWh)*	61,6	65,3	66,8	55,8	60,9
Moyenne du prix du contrat annuel 2019 à terme en pointe sur l'année 2018 *(€/MWh)*	62,1	65,8	66,8	54,2	63,7
Variation 2018/2017 des moyennes des prix des contrats annuels à terme en pointe	+ 24,3 %	+ 18,2 %	+ 26,6 %	+ 33,8 %	+ 33,0 %
Prix à terme du contrat annuel 2019 en pointe au 31 décembre 2018 *(€/MWh)*	75,6	71,1	75,7	67,8	73,3

En Europe, les contrats annuels à terme de l'électricité en base et en pointe sont en hausse en moyenne par rapport à 2017, cette hausse s'expliquant par celle des prix des commodités charbon, gaz et CO_2.

En **France**, le contrat annuel en base pour l'année N + 1 s'est établi en moyenne à 48,9 €/MWh, en hausse de 27,9 % par rapport à l'année 2017. Cette hausse s'explique principalement par celle des prix des combustibles et du CO_2, le prix moyen du charbon ayant augmenté de 18 %, celui du gaz de 22 % et celui du CO_2 ayant pratiquement triplé entre 2017 et 2018. Le produit Calendar N + 1 a clôturé l'année 2018 à 61,6 €/MWh.

Au **Royaume-Uni**, le contrat annuel *April Ahead* en base, courant du 1er avril N + 1 au 31 mars N + 2, a augmenté de 20,1 % pour s'établir à 60,1 €/MWh en moyenne sur l'année 2018 en raison de la hausse des prix du gaz et du CO_2 entre les deux années, les moyens gaz contribuant fortement à former le prix de l'électricité dans ce pays.

En **Italie**, le contrat annuel pour l'année N + 1 en base a également augmenté, pour s'établir en moyenne à un prix de 59,0 €/MWh en 2018, soit 26,7 % plus élevé que l'an dernier. Cette hausse s'explique par la forte hausse des prix du gaz et du CO_2, dont dépend beaucoup la formation du prix de l'électricité en Italie.

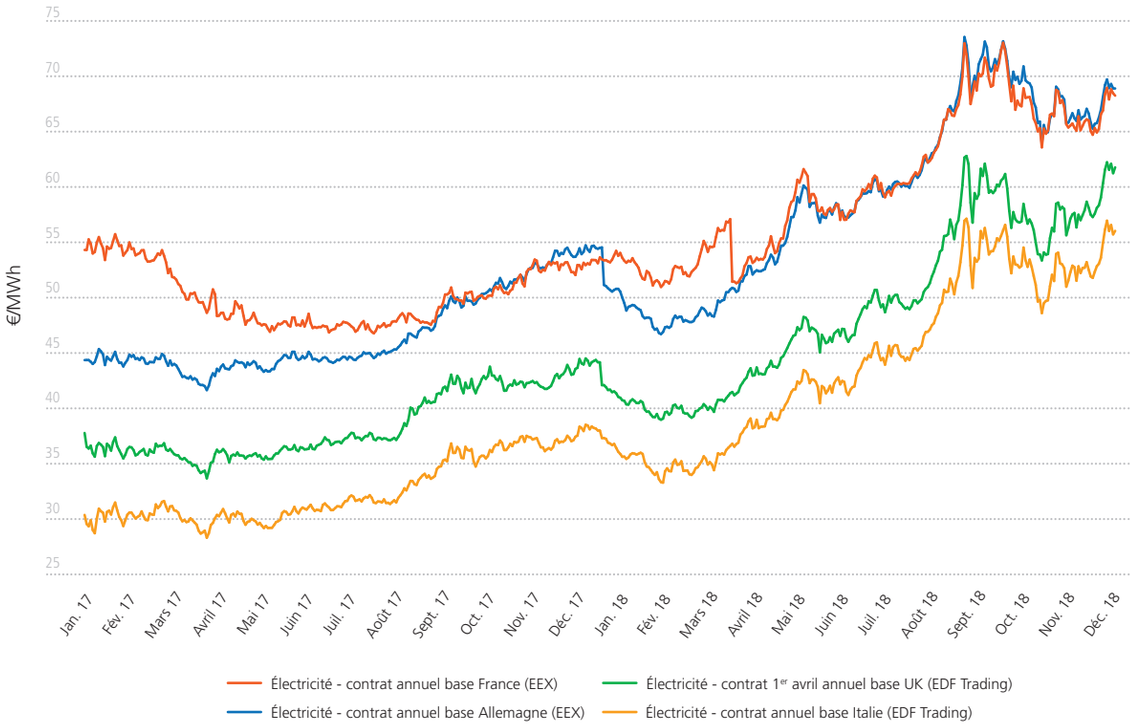
En **Allemagne**, le contrat annuel moyen pour l'année N + 1 en base a connu une hausse de 36,1 % par rapport à 2017, pour s'établir à 44,1 €/MWh en moyenne sur l'année 2018. Cette hausse s'explique par celle du prix des combustibles et du CO_2 entre les deux années. En effet, les moyens charbons contribuent toujours fortement à la formation du prix allemand, et sont plus fortement impactés que les moyens gaz par la hausse du prix du CO_2.

En **Belgique**, le contrat annuel pour l'année N + 1 en base s'est établi en moyenne à un niveau supérieur de près de 37 % à 2017, s'établissant en moyenne à 51,0 €/MWh en 2018, en raison de la hausse des prix des combustibles et du CO_2. Cette augmentation s'explique également par des annonces relatives aux arrêts des tranches 2 et 3 de Tihange sur fin 2018 qui ont eu un fort effet haussier sur les prix à partir du 21 septembre avant de se dégonfler mi-octobre suite à diverses annonces sur la mise en place de mesures pour assurer la sécurité d'approvisionnement du pays durant l'hiver.

5.

(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 2018 puis avril 2019 (au Royaume-Uni, la livraison du contrat annuel a lieu du 1er avril au 31 mars).*

Évolution des principaux contrats à terme européens d'électricité en base (n+1)



5.1.2.1.3 Évolution du prix des droits d'émission de CO_2 (1)

Le prix du certificat d'émission pour livraison en décembre N + 1 a clôturé l'année à 25,0 €/t, en hausse de 16,8 €/t par rapport à fin décembre 2017. Le prix du CO_2 a connu une hausse quasi continue entre janvier et début septembre, dans la continuité de la tendance initiée en septembre 2017 suite à l'accord sur la réforme EU-ETS pour la période 2021-2030, accord approuvé par le Parlement européen en février 2018. Dans ce contexte haussier, de nombreux acteurs spéculatifs qui s'étaient détournés du marché du CO_2 ont fait leur retour, intensifiant la tendance et augmentant la volatilité du marché.

(1) Cotation moyenne ICE du contrat annuel de la phase III (2013-2020).

Évolution du prix des droits d'émission de CO_2



5.

5.1.2.1.4 Prix des combustibles fossiles (1)

	Charbon	Pétrole	Gaz naturel
	(US$/t)	*(US$/bbl)*	*(€/MWhg)*
Moyenne 2018	87,0	71,7	20,9
Variation 2018/2017 des moyennes annuelles	+ 18,0 %	+ 31,0 %	+ 21,9 %
Plus haut sur l'année 2018	100,0	86,3	27,4
Plus bas sur l'année 2018	72,8	50,5	16,9
Prix au 31 décembre 2018	85,9	53,8	20,4
Prix au 31 décembre 2017	90,3	66,9	18,2

Le prix du **charbon** pour livraison en Europe en N + 1 s'est établi en moyenne à 87,0 US$/t en 2018, en hausse de 18 % (+ 13,3 US$/t) par rapport à 2017, bien qu'il ait clôturé l'année en baisse de 4,4 US$/t par rapport à la fin d'année précédente. Au cours du premier trimestre 2018, le prix du charbon a connu une baisse (- 13 US$/t) en raison de la baisse du prix du pétrole et d'une offre abondante en Asie, notamment en Indonésie où un changement réglementaire pousse les producteurs à se tourner vers l'export. Porté par une reprise du prix du pétrole et une hausse de la demande chinoise et indienne, le prix du charbon a augmenté de plus de 27 US$/t entre fin mars et début octobre. Après avoir été proche de la barre des 100 US$/t le 3 octobre, les prix ont connu une forte baisse sur le dernier trimestre (- 15 US$/t) suite à la baisse du prix du pétrole, à la limitation des importations chinoises et à des stocks importants dans les ports du Benelux en raison du niveau bas du Rhin limitant l'acheminement vers les centrales allemandes.

Le prix du **pétrole** s'est établi en moyenne à 71,7 US$/bbl en 2018, en hausse de 31 % (+ 16,9 US$/bbl) par rapport à 2017, bien qu'il ait clôturé l'année en baisse de 13,1 US$/bbl par rapport à la fin d'année précédente. Après avoir connu une baisse d'environ 8 US$/bbl début février suite à des craintes d'un ralentissement de la demande mondiale à court terme, le prix du pétrole a augmenté de manière quasi continue de mars à mai, les pays de l'OPEP ayant réussi à respecter leur accord de limitation de leur production à un niveau record. Le prix du pétrole est ensuite resté globalement stable durant l'été avant de connaître une forte hausse en septembre suite aux menaces des États-Unis vis-à-vis des pays importateurs de brut iranien. Cette hausse a été de courte durée, le dernier trimestre ayant été marqué par une chute du prix du pétrole (- 29 US$/bbl) tirée par des sanctions moins sévères que prévues envers l'Iran et des niveaux très élevés de production en Russie et aux États-Unis.

En 2018, le contrat annuel **gazier** pour livraison en N + 1 sur le hub français PEG s'est échangé en moyenne à 20,9 €/MWh, en hausse de près de 22 % (+ 3,8 €/MWh) par rapport à 2017. L'année 2018 a été marquée par la fusion des zones PEG Nord et TRS le 1er novembre pour former une zone de marché unique nommée PEG. Durant le premier trimestre 2018, le contrat annuel gazier est resté globalement stable. La hausse a principalement eu lieu entre avril et septembre et s'explique notamment par la reprise des cours du pétrole, les contrats long terme étant indexés en partie sur les prix du pétrole, et par des tensions sur le niveau de stockage à court terme qui se sont répercutées sur les prix à long terme. Porté par la chute du prix du pétrole, le dernier trimestre a été marqué par une baisse du prix du gaz (- 6,7 €/MWh) en raison d'un très bon approvisionnement en GNL en Europe ainsi que d'un niveau de stockage confortable alors que les météorologues prévoient un hiver relativement doux.

*(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).

Évolution des prix du gaz naturel et du pétrole



5.1.2.2 Consommation d'électricité et de gaz

5.1.2.2.1 Consommation d'électricité et de gaz en France

En 2018, la consommation d'électricité en **France** [1] a atteint 478,2 TWh, un niveau légèrement inférieur (- 0,8 %) à 2017. L'année 2018 a été plus chaude que l'année 2017, avec en moyenne annuelle 13,4 °C en 2018 et 12,8 °C en 2017.

Le premier trimestre 2018 a été particulièrement contrasté. Le mois de janvier a été très doux (+ 3,0 °C au-dessus de la normale) puis février et mars ont été très froids (avec respectivement - 3,5 °C et - 1,1 °C en dessous des normales). Corrigée de l'effet climat, la consommation française d'électricité est légèrement inférieure par rapport à 2017 (- 0,3 %).

La consommation de gaz naturel en **France** [2] a baissé de - 4,7 % en 2018 par rapport à 2017, pour s'établir à 470,0 TWh. En février et mars, des températures plus basses qu'en 2017 ont entraîné une forte augmentation de la demande en chauffage. Néanmoins, 2018 se caractérise par une baisse globale de la consommation due à une moindre sollicitation des centrales à gaz pour la production d'électricité sur toute l'année (- 11 TWh) ainsi qu'à des températures plus clémentes, particulièrement en janvier et décembre, induisant une baisse de la demande en chauffage.

5.1.2.2.2 Consommation d'électricité et de gaz en Italie

En 2018, la consommation d'électricité en **Italie** [3] est quasi stable par rapport à 2017 (+ 0,4 %). La baisse de la production thermoélectrique et solaire a été compensée par une augmentation de la production hydroélectrique et des importations nettes.

La demande intérieure de gaz naturel en **Italie** [4] a diminué de 3,4 % en raison des températures exceptionnellement élevées pendant le dernier trimestre 2018, induisant une baisse des consommations sur le marché résidentiel et de la production thermique.

5.1.2.3 Tarifs de l'électricité et du gaz naturel

En **France**, les tarifs réglementés de vente ont évolué :

- de + 0,7 % pour les tarifs bleus résidentiels et de + 1,6 % pour les tarifs bleus non résidentiels le 1er février 2018 ;
- de - 0,5 % pour les tarifs bleus résidentiels et de + 1,1 % pour les tarifs bleus non résidentiels le 1er août 2018.

*(1) Données **France** : données brutes et données corrigées de l'aléa climatique communiquées par RTE (données du mois de décembre 2018 estimées car non disponibles à ce jour).*
*(2) Données **France** : données brutes communiquées par Smart GRTgaz.*
*(3) Données **Italie** : données brutes et données communiquées par Terna, réseau électrique national italien, retraitées par Edison.*
*(4) Données **Italie** : ministère du Développement économique (MSE), données Snam Rete Gas retraitées par Edison sur la base 1 Bcm = 10,76 TWh.*

Au **Royaume-Uni**, EDF Energy a procédé à deux changements des tarifs variables résidentiels :

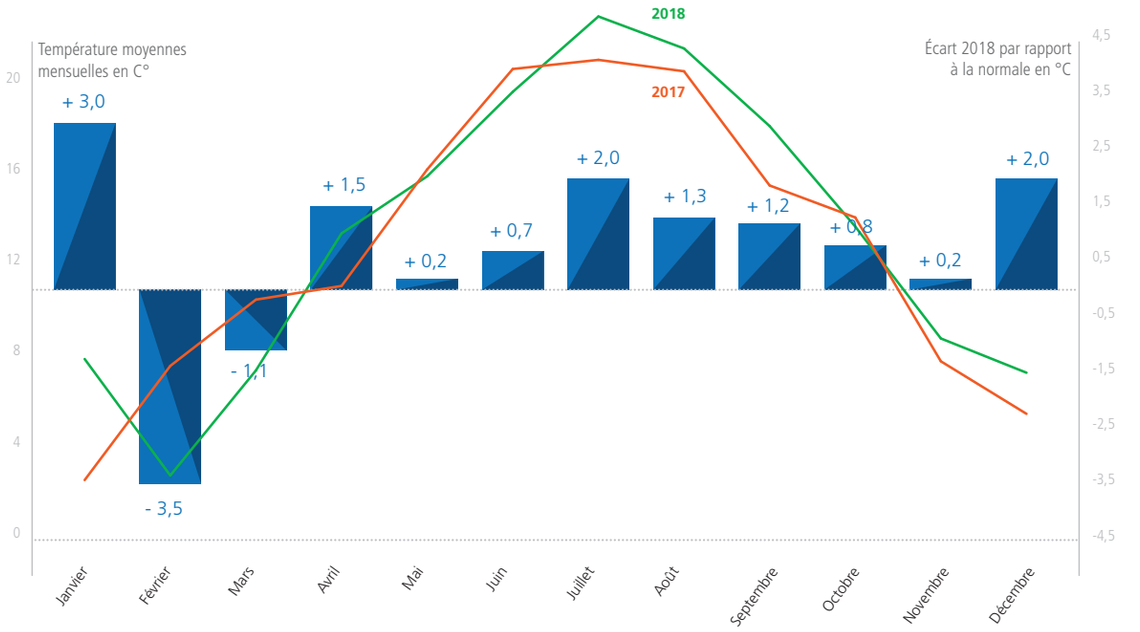
- une hausse de 2,7 % des tarifs résidentiels de l'électricité le 7 juin 2018 ;
- puis une hausse de 6,1 % des tarifs électricité et de 6 % des tarifs gaz le 31 août 2018.

Cette hausse s'explique principalement par la hausse des prix sur les marchés de gros.

5.1.2.4 Conditions climatiques : températures et pluviométrie

L'année 2018 s'est terminée avec une moyenne de + 0,7 °C au-dessus de la normale. Seuls les mois de février et mars ont été inférieurs à la normale. Le mois de janvier a été particulièrement doux (+ 3 °C au-dessus de la normale), ainsi que juillet et décembre (+ 2 °C au-dessus des normales). En 2018, la température moyenne annuelle en France a été de 13,4 °C, ce qui est un record de douceur depuis 1900.

Températures (1) (2) en France en 2018 et 2017



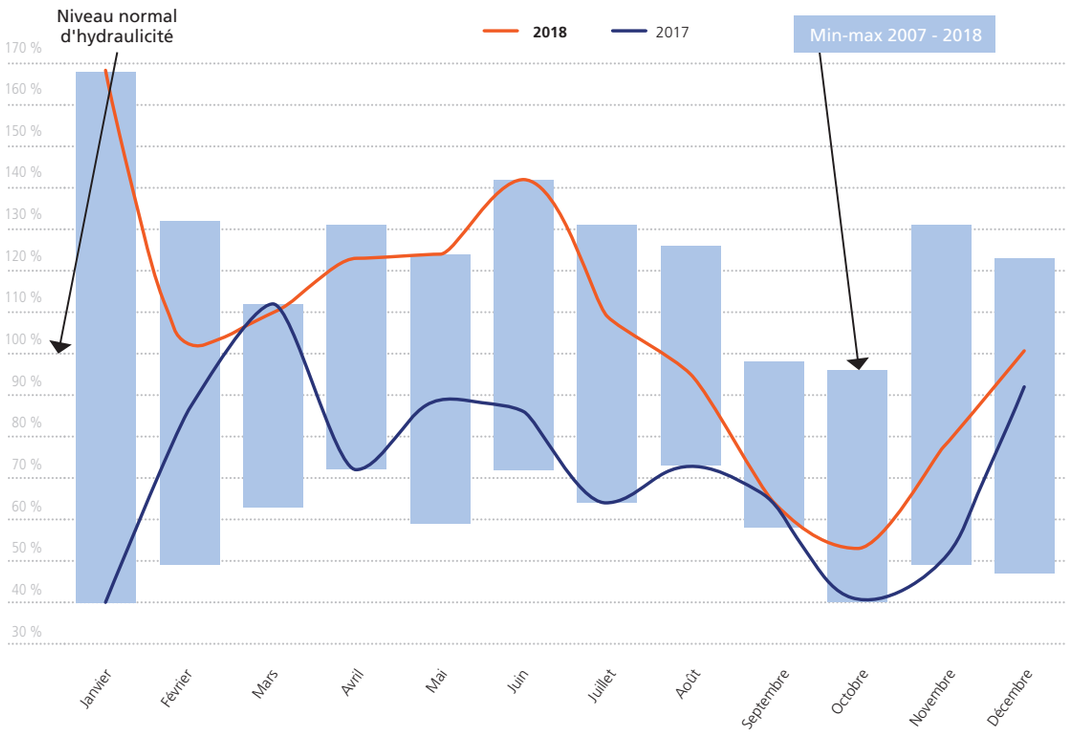
(1) Moyenne des températures relevées dans 32 villes, pondérée par leur consommation électrique.
(2) Source Miréor (données Météo France).

Concernant la pluviométrie, l'année 2018 a été contrastée avec :

- un premier semestre marqué par une pluviométrie excédentaire sur une grande moitié Sud de l'Europe (France comprise), déficitaire en Allemagne et une partie de l'Europe Centrale et proche de la normale sur le Nord de l'Europe ;
- un deuxième semestre avec un important déficit de précipitation sur une grande partie de l'Europe, notamment sur la France, l'Allemagne et toute la Scandinavie.

En 2018, la pluviométrie annuelle ressort comme excédentaire sur tout le Sud de l'Europe et déficitaire sur l'Europe Centrale et la Scandinavie.

Hydraulicité en France en 2018 et 2017 (1)



(1) Suivi hebdomadaire du remplissage des réservoirs de l'Observatoire statistique du groupe EDF (Miréor) en énergie jusqu'à la mer.

En France, les précipitations ont été très abondantes sur la première partie de l'année et ont conduit durant l'hiver à un enneigement exceptionnel sur tous les massifs montagneux. Puis l'été et l'automne ont été très secs et très chauds conduisant à une dégradation progressive de l'hydraulicité et à un étiage en automne très sévère sur la moitié Nord du pays.

Conséquence de cette météorologie contrastée, l'hydraulicité France a été assez excédentaire sur tous les mois du premier semestre 2018 (parmi les plus forts excédents depuis 40 ans), pour devenir déficitaire sur la deuxième partie de l'année. En 2018, elle reste toutefois légèrement excédentaire d'environ 10 %.

5.1.3 ÉVÉNEMENTS MARQUANTS DE L'ANNÉE 2018 (1)

Sont indiqués ci-dessous les événements marquants postérieurs à la publication, le 15 mars 2018, du document de référence 2017 (voir sections 5.1.3 « Événements marquants de l'année 2017 » et 5.2 « Événements postérieurs à la clôture »).

5.1.3.1 Événements majeurs

5.1.3.1.1 Développement durable et Renouvelables Groupe

EDF Renouvelables (2)

- En 2018, EDF Renouvelables a procédé à différentes mises en service, signé des contrats d'achat d'électricité et réalisé de nouveaux projets.
- EDF Renouvelables est entré en négociations exclusives pour l'acquisition du groupe Luxel, acteur du solaire en France (*cf.* communiqué de presse (CP) du 14 février 2019).
- EDF Renouvelables et le groupe SITAC ont signé un contrat de vente d'électricité pour 300 MW de projet éolien en Inde (*cf.* CP du 4 février 2019).
- EDF Renouvelables a signé un contrat avec York Nebraska Wind Partners, LLC, un partenariat constitué d'Aksamit Resource Management, LLC et de York Capital Management, portant sur l'acquisition du projet éolien Milligan 1 de 300 MW (*cf.* CP du 17 janvier 2019).
- Le consortium EDF Renouvelables-Masdar a remporté un projet éolien de 400 MW en Arabie Saoudite (*cf.* CP du 11 janvier 2019).
- EDF Renouvelables et Shell ont investi dans le New Jersey pour le développement de projets éoliens en mer (*cf.* CP du 20 décembre 2018 et note 3.8.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018).
- EDF Renouvelables a annoncé le *repowering* du parc éolien d'Eckolstädt en Allemagne (*cf.* CP du 11 décembre 2018).
- EDF Renouvelables a signé un contrat avec Shell Energy North America pour la fourniture de 132 MWc d'énergie solaire en Californie (*cf.* CP du 15 novembre 2018).
- EDF Énergies Nouvelles est devenue EDF Renouvelables (*cf.* CP du 6 septembre 2018) et EDF Renouvelables est devenue EDF Renewables à l'international (*cf.* CP du 12 avril 2018).
- EDF Renouvelables a remporté 276 MW de projets éoliens au Brésil (*cf.* CP du 5 septembre 2018).
- EDF Renewables a cédé une participation minoritaire de 49 % dans vingt-quatre de ses parcs éoliens au Royaume-Uni (environ 550 MW) (*cf.* CP du 29 juin 2018 et note 3.8.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018).
- La réalisation des trois projets éoliens en mer de Fécamp, Courseulles-sur-Mer et Saint-Nazaire, qu'EDF Renouvelables développe avec ses partenaires Enbridge Inc. et WPD, a été confirmée (*cf.* CP du 20 juin 2018).
- EDF Renouvelables a acquis un projet de parc éolien en mer de 450 MW en Écosse auprès de Mainstream Renewable Power (*cf.* CP du 3 mai 2018 et note 5.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018).

(1) La liste exhaustive des communiqués de presse du Groupe est disponible sur le site Internet : www.edf.fr.

(2) La liste exhaustive des communiqués de presse d'EDF Renouvelables est disponible sur le site Internet : www.edf-renouvelables.com.

Hydraulique

- EDF, IFC et la République du Cameroun ont signé les accords engageants et définitifs pour la construction du barrage hydroélectrique de Nachtigal au Cameroun (*cf.* CP du 8 novembre 2018). Le *closing* financier a eu lieu le 24 décembre 2018. À cette occasion, l'actionnariat a évolué avec l'entrée d'Africa50 (15 %) et STOA (10 %). IFC a désormais 20 %, la République du Cameroun 15 % et EDF reste à 40 %.

EDF Pulse Croissance

- EDF Nouveaux Business devient EDF Pulse Croissance.
- EDF et McPhy ont signé un accord de partenariat pour le développement de l'hydrogène décarboné en France et à l'international (*cf.* CP du 5 juin 2018 et section 1.3.2.2 « Production très bas carbone »).

5.1.3.1.2 Services Énergétiques Groupe

- Edison, à travers sa filiale Fenice, a acquis le contrôle de Zephyro SpA. et a lancé une offre publique d'achat (*cf.* CP du 2 juillet 2018).
- Dalkia, qui détenait 75 % de Dalkia Wastenergy (anciennement Tiru), a acquis les 25 % d'actions détenues jusqu'alors par le groupe Engie (*cf.* CP du 30 mars 2018 disponible sur le site Internet www.dalkia.fr).

5.1.3.1.3 Filière nucléaire

- Projet EPR de Flamanville 3 :
  - soudures du circuit secondaire principal de l'EPR de Flamanville : EDF a mis en place des actions correctives et a ajusté le planning ainsi que l'objectif de coût de construction (*cf.* CP du 25 juillet 2018 et note 3.10 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018) ;
  - le début des essais dits « à chaud » est désormais prévu pour la deuxième quinzaine de février (*cf.* CP du 21 janvier 2019 et note 3.10 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018) ;
  - l'ASN se prononcera sur le programme de validation des soudures du circuit secondaire principal en mai prochain. Un point précis sur l'avancement du chantier EPR de Flamanville, notamment sur son calendrier et son coût de construction, sera donc effectué après la publication de l'avis de l'ASN (*cf.* CP du 31 janvier 2019).
- Le premier des deux EPR de la centrale nucléaire de Taishan en Chine est entré en exploitation commerciale (*cf.* CP du 14 décembre 2018 et note 3.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018).
- EDF et Nawah ont signé un accord-cadre pour accompagner l'exploitation et la maintenance de la centrale nucléaire de Barakah aux Émirats Arabes Unis (*cf.* CP du 22 novembre 2018).
- EDF et GE ont signé un accord de coopération stratégique dans le cadre du projet de construction de 6 EPR en Inde (*cf.* CP du 26 juin 2018).

5.1.3.2 Plan de cession d'actifs

- EDF a cédé un portefeuille de plus de 200 actifs à usage de bureaux et d'activité à Colony Capital (*cf.* CP du 29 novembre 2018 et note 3.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018).
- EDF a finalisé la cession de sa participation au capital de Dunkerque LNG (*cf.* CP du 30 octobre 2018 et note 3.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018).

5.1.3.3 Structure financière

- EDF a finalisé la syndication d'une ligne de crédit innovante indexée sur des critères ESG (*cf.* CP du 27 novembre 2018 et note 3.7 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018).
- EDF a annoncé le succès de l'opération de refinancement de certaines souches d'obligations hybrides (*cf.* CP du 3 octobre 2018 et notes 3.5 et 3.6 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018).
- EDF a levé 1,25 milliard d'euros avec une émission obligataire hybride et a lancé avec succès une émission obligataire senior de 1 milliard d'euros (*cf.* CP du 25 septembre 2018 et notes 3.4 et 3.5 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018).
- EDF a levé 3,75 milliards de dollars US avec une émission obligataire senior multitranches en dollars US (*cf.* CP du 19 septembre 2018 et note 3.4 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018).

5.1.3.4 Environnement réglementaire

Dans l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018, les évolutions réglementaires sont détaillées dans les notes suivantes :

- note 4.1 « Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) » ;
- note 4.2 « Tarifs réglementés de ventes d'électricité en France (TRV - tarifs bleus) » ;
- note 4.3 « Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE) » ;
- note 4.4 « Compensation des charges de Service Public de l'Énergie (CSPE) » ;
- note 4.5 « Mécanisme de capacité » ;
- note 4.6 « Certificats d'économie d'énergie (CEE) » ;
- note 4.7 « ARENH ».

5.1.3.5 Autres événements marquants

- Philippe Sasseigne a été nommé Directeur Exécutif en charge de la Direction du Parc Nucléaire et Thermique (*cf.* CP du 8 février 2019).
- EDF a annoncé le paiement d'un acompte sur dividende en numéraire de 0,15 euro par action au titre de l'exercice 2018 (*cf.* CP du 6 novembre 2018 et note 27.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018).
- Résultat de l'option pour le paiement du solde du dividende en actions au titre de l'exercice 2017 (*cf.* CP du 15 juin 2018 et note 27.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018).
- Nomination de Bruno Bensasson au sein du Comité exécutif du groupe EDF en tant que Directeur Exécutif Groupe en charge du pôle Énergies Renouvelables (*cf.* CP du 30 mars 2018).
- Edison a finalisé l'acquisition d'Edison Énergie (ex Gas Natural Vendita Italia) (*cf.* CP du 22 février 2018 et note 5.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018).

5.1.4 ANALYSE DE L'ACTIVITÉ ET DU COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ POUR 2017 ET 2018

La présentation et les commentaires du compte de résultat consolidé pour 2017 et 2018 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, EDF Renouvelables [1], Dalkia, Framatome [2], Royaume-Uni, Italie, Autre international et Autres métiers). Le résultat d'exploitation et le résultat net font l'objet d'une analyse globale.

En 2018, compte tenu de ses enjeux stratégiques, le Groupe a fait évoluer son information sectorielle et présente de façon distincte EDF Renouvelables et Dalkia, précédemment inclus dans le segment « Autres métiers ». Les segments retenus par le Groupe sont détaillés dans la note 6.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018.

(en millions d'euros)	2018	2017 [1]
Chiffre d'affaires	**68 976**	**64 892**
Achats de combustible et d'énergie	(33 012)	(32 901)
Autres consommations externes	(9 364)	(8 739)
Charges de personnel	(13 690)	(12 456)
Impôts et taxes	(3 697)	(3 541)
Autres produits et charges opérationnels	6 052	6 487
Excédent brut d'exploitation	**15 265**	**13 742**
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de *trading*	(224)	(355)
Dotations aux amortissements	(9 006)	(8 537)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(50)	(58)
(Pertes de valeur)/reprises	(598)	(518)
Autres produits et charges d'exploitation	(105)	1 363
Résultat d'exploitation	**5 282**	**5 637**
Coût de l'endettement financier brut	(1 716)	(1 778)
Effet de l'actualisation	(3 486)	(2 959)
Autres produits et charges financiers	393	2 501
Résultat financier	**(4 809)**	**(2 236)**
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	**473**	**3 401**
Impôts sur les résultats	149	(147)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des co-entreprises	569	35
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ	**1 191**	**3 289**
Dont résultat net - part du Groupe	1 177	3 173
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	14	116
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION *(EN EUROS)*		
Résultat par action	0,20	0,98
Résultat dilué par action	0,20	0,98

(1) Les données publiées au 31 décembre 2017 ont été retraitées de l'impact lié à l'application de la norme IFRS 15 portant sur le chiffre d'affaires. En revanche, l'application au 1er janvier 2018 de la norme IFRS 9 n'a pas été retraitée en 2017, conformément à l'approche simplifiée d'IFRS 9.

5.1.4.1 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires consolidé est en croissance de 6,3 % et en hausse organique de 4,0 % par rapport à 2017.

5.1.4.1.1 Évolution du chiffre d'affaires Groupe

(en millions d'euros)	2018	2017 [1]	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	**68 976**	**64 892**	**4 084**	**+ 6,3**	**+ 4,0**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2017 ont été retraitées de l'impact lié à l'application de la norme IFRS 15 portant sur le chiffre d'affaires.

Le **chiffre d'affaires** s'élève à 68 976 millions d'euros en 2018, en hausse de 4 084 millions d'euros (+ 6,3 %). Hors effets de change (- 203 millions d'euros), résultant principalement de la dépréciation de la livre sterling, du dollar américain et du real brésilien face à l'euro et hors effets de périmètre (+ 1 713 millions d'euros) liés principalement à l'acquisition de Framatome et à la cession des actifs d'EDF Polska, le chiffre d'affaires est en hausse organique de + 4,0 %.

(1) EDF Renouvelables, ex EDF Énergies Nouvelles.

(2) Framatome est intégrée au périmètre de consolidation depuis le 31 décembre 2017. L'intégralité du résultat 2018 de l'entité est présenté en effet périmètre.

5.1.4.1.2 Évolution du chiffre d'affaires par segment

La ventilation du chiffre d'affaires est faite aux bornes des segments, hors éliminations inter-segments.

(en millions d'euros)	2018	2017 [1]	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
France - Activités de production et commercialisation [2]	26 096	25 084	1 012	+ 4,0	+ 4,0
France - Activités régulées [3]	16 048	15 836	212	+ 1,3	+ 1,3
EDF Renouvelables	1 505	1 280	225	+ 17,6	+ 8,4
Dalkia	4 189	3 751	438	+ 11,7	+ 8,5
Framatome	3 313	-	3 313	-	-
Royaume-Uni	8 970	8 688	282	+ 3,2	+ 3,9
Italie	8 507	7 722	785	+ 10,2	+ 6,2
Autre international	2 411	3 166	(755)	- 23,8	+ 3,4
Autres métiers	2 601	2 475	126	+ 5,1	+ 5,3
Éliminations inter-segments	(4 664)	(3 110)	(1 554)	+ 50,0	+ 4,2
CHIFFRE D'AFFAIRES DU GROUPE	**68 976**	**64 892**	**4 084**	**+ 6,3**	**+ 4,0**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2017 ont été retraitées de l'impact lié à l'application de la norme IFRS 15 portant sur le chiffre d'affaires et de l'évolution de l'information sectorielle (IFRS 8).
(2) Activités de production, de commercialisation et d'optimisation en métropole, ainsi que les ventes de prestations d'ingénierie et de conseil.
(3) Activités qui regroupent les activités de distribution en métropole, assurées par Enedis [1], 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).

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 26 096 millions d'euros, en hausse organique de 1 012 millions d'euros (+ 4,0 %) par rapport à 2017.

La revente des obligations d'achat connaît une évolution positive en raison de la hausse de la production d'électricité d'origine renouvelable et de la hausse des prix de marché avec un impact positif sur le chiffre d'affaires estimé à + 606 millions d'euros (effet neutre en EBE avec le mécanisme de compensation par la CSPE des charges liées aux obligations d'achat).

Les conditions de marché aval ont un effet positif sur le chiffre d'affaires pour un montant estimé à + 220 millions d'euros dans la mesure où l'effet négatif de l'érosion des ventes aux clients finals en électricité est plus que compensé par des effets prix électricité favorables et par la croissance du chiffre d'affaires commercialisation gaz.

Les ventes de certificats de capacité ont un impact positif de + 55 millions d'euros par rapport à 2017.

Les évolutions de la part hors acheminement des tarifs réglementés de ventes [2] ont un effet positif d'environ + 48 millions d'euros.

Les volumes ARENH vendus et le solde des achats et des ventes sur le marché de gros, hors climat, demande et pertes clients, ont un impact négatif sur le chiffre d'affaires estimé à - 203 millions d'euros.

Bilan électrique

La production nucléaire s'établit à 393,2 TWh à fin décembre 2018 en hausse de 14,1 TWh par rapport à 2017. Cette hausse de la production s'explique par une meilleure disponibilité du parc en 2018 par rapport à 2017 qui avait été marquée par plusieurs arrêts de réacteurs liés notamment aux dossiers de fabrication de l'usine du Creusot, par la problématique de « ségrégation carbone » et par l'arrêt provisoire des quatre unités de production de la centrale de Tricastin.

La production hydraulique s'élève à 46,5 TWh [3], en hausse de 25,4 % (+ 9,4 TWh) par rapport à 2017. Cette hausse s'explique par une hydraulicité très défavorable en 2017 et favorable en 2018 (voir section 2.3 « Conditions climatiques : températures et pluviométrie »).

Les centrales thermiques ont été moins fortement sollicitées. Leur production, en baisse de 5,1 TWh par rapport à 2017, atteint 11,0 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 17,0 TWh, dont 13,1 TWh liés à l'impact des pertes de clients.

EDF a été vendeur net sur les marchés de gros de 78,6 TWh. La hausse des ventes nettes sur les marchés par rapport à 2017 de + 26,1 TWh s'explique par une production nucléaire et hydraulique plus favorable, ainsi que par une croissance de l'approvisionnement au titre des obligations d'achats.

5.1.4.1.2.2 France - Activités régulées

Le chiffre d'affaires du segment **France - Activités régulées** s'élève à 16 048 millions d'euros, en hausse organique de 212 millions d'euros (+ 1,3 %) par rapport à 2017.

Il bénéficie essentiellement, pour Enedis, d'effets favorables liés à la hausse du TURPE 5 distribution pour 242 millions d'euros [4] et au chiffre d'affaires associé aux prestations de raccordement au réseau pour 37 millions d'euros.

5.1.4.1.2.3 EDF Renouvelables

Le chiffre d'affaires d'**EDF Renouvelables** s'élève à 1 505 millions d'euros, en hausse organique de 107 millions d'euros (+ 8,4 %) par rapport à 2017.

Cette évolution est principalement liée aux mises en service intervenues en 2017 dans l'éolien et le solaire, qui contribuent à une hausse organique de 10,2 % du chiffre d'affaires de la production, les cessions de parcs (avec changement de contrôle) ayant été plutôt réalisées en fin d'année 2018.

5.1.4.1.2.4 Dalkia

Le chiffre d'affaires de **Dalkia** contribue à hauteur de 4 189 millions d'euros au chiffre d'affaires du Groupe en 2018, en hausse organique de 319 millions d'euros (+ 8,5 %) par rapport à 2017.

Cette croissance s'explique principalement par l'effet positif de la hausse du prix des combustibles, par l'évolution favorable des indices de révision des contrats de services et par la signature ou le renouvellement de contrats, comme par exemple la création d'un réseau de chaleur à Perpignan et Montbéliard ou le contrat d'efficacité énergétique signé pour 15 ans avec le CHU de Saint-Étienne.

(1) Enedis est une filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du Code de l'énergie.
(2) Évolutions tarifaires de +1,7 % au 1er août 2017 sur les tarifs bleus résidentiels et non résidentiels (intégrant notamment l'indexation du TURPE 5 distribution de + 2,71 % au 1er août 2017) et évolutions tarifaires 2018 (+ 0,7 % pour les tarifs bleus résidentiels et + 1,6 % pour les tarifs bleus non résidentiels le 1er février 2018 et - 0,5 % pour les tarifs bleus résidentiels et + 1,1 % pour les tarifs bleus non résidentiels le 1er août 2018), et intégrant notamment l'indexation du TURPE 5 distribution de - 0,21 % au 1er août 2018.
(3) La production hydraulique après déduction des volumes pompés représente 39,2 TWh en 2018 (30,0 TWh en 2017).
(4) Indexation du TURPE 5 distribution de + 2,71 % au 1er août 2017 et de - 0,21 % au 1er août 2018.

5.1.4.1.2.5 Framatome [1]

Le chiffre d'affaires de **Framatome** s'élève à 3 313 millions d'euros. Une part significative du chiffre d'affaires est réalisée avec le Groupe.

Les prises de commandes s'élèvent à 3 milliards d'euros en 2018 (dont plus de 60 % réalisées hors Groupe).

Framatome connaît une activité soutenue sur l'activité « Combustible » avec des réalisations notables en 2018 à l'instar de la livraison du premier lot de tubes de gainage de combustible pour le réacteur « Hualong-1 » de la centrale nucléaire de Fuqing. Framatome a également remporté de nouveaux contrats auprès de Vattenfall pour la livraison de recharges d'assemblages de combustible. En revanche, l'activité « Base installée » connaît un léger ralentissement, notamment aux États-Unis.

Grâce à l'acquisition de l'offre de solutions de contrôle-commande nucléaire (I & C) de Schneider Electric en Amérique du Nord en février 2018, Framatome développe son expertise d'ingénierie et élargit son portefeuille de solutions d'I & C. Un système complet de contrôle-commande a été fourni pour la centrale n° 3 de Tianwan (réacteur à eau pressurisée de type VVER avec une capacité installée nette de 1 000 MW). En Suède, Framatome a achevé avec succès la mise en service d'un projet de modernisation du système de contrôle commande (I & C) de sûreté de l'unité 3 de la centrale nucléaire de Forsmark.

5.1.4.1.2.6 Royaume-Uni

La contribution du **Royaume-Uni** au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 8 970 millions d'euros en 2018, en hausse de 282 millions d'euros par rapport à 2017. La dépréciation de la livre sterling vis-à-vis de l'euro a eu un impact défavorable de 82 millions d'euros par rapport à 2017. Hors effets de change et de périmètre, le chiffre d'affaires est en hausse organique de 3,9 % par rapport à 2017.

L'évolution positive du chiffre d'affaires reflète les hausses des tarifs et des prix sur le marché résidentiel et professionnel et la hausse des volumes vendus aux clients professionnels en électricité. Cette croissance est partiellement atténuée par la baisse des volumes vendus sur les marchés de gros en raison d'une diminution de la production nucléaire et par la réduction des volumes vendus aux clients résidentiels en électricité liée à la diminution du nombre de compte clients.

5.1.4.1.2.7 Italie

La contribution de l'**Italie** au chiffre d'affaires du Groupe est de 8 507 millions d'euros, en hausse organique de 478 millions d'euros (+ 6,2 %) par rapport à 2017.

Le chiffre d'affaires de l'activité exploration-production est en croissance notamment grâce à l'évolution favorable du prix du Brent et du gaz.

Dans les activités électricité, le chiffre d'affaires est en croissance en raison principalement de la hausse des volumes vendus sur le segment des professionnels et de la croissance de la production hydraulique.

5.1.4.1.2.8 Autre international

Le segment **Autre international** regroupe principalement les activités en Belgique, aux États-Unis, au Brésil et en Asie (Chine, Vietnam et Laos).

Le chiffre d'affaires de ce segment s'élève à 2 411 millions d'euros en 2018, en baisse de 755 millions d'euros par rapport à 2017. Hors effets de change (- 81 millions d'euros) et effets de périmètre (- 783 millions d'euros liés principalement à la cession des actifs d'EDF Polska en 2017), le chiffre d'affaires est en hausse organique de + 3,4 % par rapport à 2017.

- En **Belgique** [2], le chiffre d'affaires s'élève à 1 806 millions d'euros, en hausse organique (+ 3,1 %) par rapport à 2017. Cette évolution tient compte d'une augmentation des prix et d'une baisse des volumes dans l'activité de commercialisation en lien avec une forte intensité concurrentielle. Concernant la production, les capacités éoliennes sont en augmentation pour atteindre 440 MW, soit + 17 % par rapport à fin décembre 2017. La production reste affectée par les arrêts prolongés de réacteurs nucléaires opérés par le groupe Engie. Les services poursuivent leur développement entamé en 2015.
- Au **Brésil**, le chiffre d'affaires s'élève à 422 millions d'euros, en hausse organique de + 9,5 % par rapport à 2017. L'impact favorable de la mise en place de la taxe ICMS facturée sur les ventes du PPA (neutre en EBE) est partiellement compensé par la baisse des ventes sur le marché *spot*.

5.1.4.1.2.9 Autres métiers

Les **Autres métiers** regroupent notamment EDF Trading et les activités gazières.

Le chiffre d'affaires de ce segment s'élève à 2 601 millions d'euros en 2018, en hausse organique de 130 millions d'euros par rapport à 2017.

Le chiffre d'affaires d'EDF Trading, qui s'élève à 873 millions d'euros, est en forte hausse organique de 47,8 %. Cette évolution reflète des conditions de volatilité sur les marchés des commodités dont EDF Trading a tiré parti, un effet climat positif et des épisodes de tensions favorables sur l'équilibre offre-demande en Europe et aux États-Unis. Les activités liées au GNL (Gaz Naturel Liquéfié) contribuent aussi à cette performance, tirées par la demande asiatique et le contexte de prix haussier sur le pétrole jusqu'à fin septembre 2018.

5.1.4.2 Excédent brut d'exploitation (EBE)

L'EBE est en hausse de 11,1 % et en croissance organique de 11,3 % par rapport à 2017.

(en millions d'euros)	2018	2017 [1]	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	**68 976**	**64 892**	**4 084**	**+ 6,3**	**+ 4,0**
Achats de combustible et d'énergie	(33 012)	(32 901)	(111)	+ 0,3	+ 1,0
Autres consommations externes	(9 364)	(8 739)	(625)	+ 7,2	+ 0,1
Charges de personnel	(13 690)	(12 456)	(1 234)	+ 9,9	- 0,6
Impôts et taxes	(3 697)	(3 541)	(156)	+ 4,4	+ 3,3
Autres produits et charges opérationnels	6 052	6 487	(435)	- 6,7	- 9,7
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION (EBE)	**15 265**	**13 742**	**1 523**	**+ 11,1**	**+ 11,3**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2017 ont été retraitées de l'impact lié à l'application de la norme IFRS 15 portant sur le chiffre d'affaires.

(1) Framatome est intégrée au périmètre de consolidation depuis le 31 décembre 2017. L'intégralité du résultat 2018 de l'entité est présentée en effet périmètre.
(2) La Belgique comprend EDF Luminus et EDF Belgium.

5.1.4.2.1 Évolution et analyse de l'EBE Groupe

L'**excédent brut d'exploitation** consolidé du Groupe s'élève à 15 265 millions d'euros en 2018, en hausse de 11,1 % par rapport à 2017. Hors effets de change (- 58 millions d'euros) et hors effets de périmètre (+ 26 millions d'euros), l'EBE est en hausse organique de 11,3 %.

Les **achats de combustible et d'énergie** du Groupe s'établissent à 33 012 millions d'euros en 2018, en hausse de 111 millions d'euros par rapport à 2017 (+ 0,3 %). La hausse organique est de 344 millions d'euros (+ 1,0 %) :

- sur les segments **France - Activités de production et commercialisation** et **France - Activités régulées**, les achats de combustibles et d'énergie s'élèvent à 17 935 millions d'euros, en baisse organique de 760 millions d'euros (- 4,1 %) par rapport à 2017 principalement du fait de la hausse de la production nucléaire et hydraulique et de la baisse des prix d'achat pour répondre, notamment, à la demande ARENH ;
- au **Royaume-Uni**, la hausse organique constatée pour 468 millions d'euros (+ 8,7 %) est principalement liée à l'augmentation des coûts réglementaires et à la hausse des prix de l'énergie et des coûts du charbon ;
- en **Italie**, la hausse organique de 566 millions d'euros (+ 9,5 %), est essentiellement liée, pour l'activité électricité, à l'augmentation des volumes, des coûts d'acheminement et des services réseau et, pour l'activité hydrocarbures, à la hausse du prix du gaz et du Brent.

Les **autres consommations externes** du Groupe s'élèvent à 9 364 millions d'euros, en hausse de 625 millions d'euros par rapport à 2017 (+ 7,2 %). Hors effets de change (+ 26 millions d'euros) et hors effets de périmètre (- 646 millions d'euros) liés principalement à l'acquisition de Framatome, les autres consommations externes restent stables en organique (+ 5 millions d'euros) malgré la croissance de l'activité notamment dans le renouvelable et les services :

- sur les segments **France - Activités de production et commercialisation** et **France - Activités régulées**, les autres consommations externes s'élèvent à 4 638 millions d'euros. La baisse organique de 216 millions d'euros (soit - 4,4 %) reflète notamment la poursuite des efforts de réduction des coûts dans le cadre des plans de performance sur l'ensemble des activités ;
- la hausse organique des autres consommations externes **d'EDF Renouvelables** pour 67 millions d'euros concerne principalement les activités de services aux États-Unis en croissance et les coûts de développement ;
- **Dalkia** enregistre une hausse organique des autres consommations externes de 112 millions d'euros qui s'explique par le développement de ses activités de services.

Les **charges de personnel** du Groupe s'établissent à 13 690 millions d'euros, en hausse de 1 234 millions d'euros par rapport à 2017. Hors effets de change (+ 25 millions d'euros) et hors effets de périmètre (- 1 336 millions d'euros liés principalement à l'acquisition de Framatome), les charges de personnel sont en baisse organique de 0,6 % :

- sur le segment **France - Activités de production et commercialisation**, les charges de personnel s'élèvent à 6 013 millions d'euros en baisse de 177 millions d'euros par rapport à 2017, traduisant les efforts de maîtrise de la masse salariale. Les effectifs moyens sont en baisse de 3,1 % [1] en 2018 dans l'ensemble des métiers ;
- sur le segment **France - Activités régulées**, les charges de personnel s'élèvent à 3 141 millions d'euros. Elles sont en diminution de 17 millions d'euros avec une stabilité des effectifs moyens par rapport à 2017 ;
- **Dalkia** enregistre une hausse organique des charges de personnel de 35 millions d'euros qui s'explique principalement par une augmentation des effectifs moyens liée au développement de ses activités de services.

Les **impôts et taxes** s'élèvent à 3 697 millions d'euros en 2018, en hausse de 156 millions d'euros par rapport à 2017 soit + 4,4 % (+ 3,3 % en croissance organique) :

- la hausse provient essentiellement du segment **France - Activités de production et commercialisation** en augmentation de 50 millions d'euros du fait de la hausse des taxes corrélées à la valeur ajoutée.

Les **autres produits et charges opérationnels** correspondent à un produit net de 6 052 millions d'euros en 2018, en baisse de 435 millions d'euros par rapport à 2017 et en variation organique de - 629 millions d'euros (- 9,7 %) :

- sur le segment **France - Activités de production et commercialisation**, la baisse du produit net pour 816 millions d'euros est notamment liée à la hausse du coût de l'obligation des certificats d'économie d'énergie, à divers mouvements de provisions et à des éléments positifs enregistrés en 2017, sans équivalent en 2018 ;
- le segment **Autres métiers,** enregistre une hausse organique de 115 millions d'euros provenant principalement de la cession d'actifs immobiliers en France.

5.1.4.2.2 Évolution et analyse de l'EBE par segment

(en millions d'euros)	2018	2017 [1]	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
France - Activités de production et commercialisation	6 327	4 896	1 431	+ 29,2	+ 29,2
France - Activités régulées	4 916	4 898	18	+ 0,4	+ 0,4
EDF Renouvelables	856	751	105	+ 14,0	+ 4,1
Dalkia	292	259	33	+ 12,7	+ 12,0
Framatome	202	-	202	-	-
Royaume-Uni	783	1 035	(252)	- 24,3	- 15,4
Italie	791	910	(119)	- 13,1	- 12,7
Autre international	240	457	(217)	- 47,5	- 3,1
Autres métiers	858	536	322	+ 60,1	+ 62,1
EBE GROUPE	**15 265**	**13 742**	**1 523**	**+ 11,1**	**+ 11,3**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2017 ont été retraitées de l'évolution de l'information sectorielle (IFRS 8).

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 6 327 millions d'euros. Il est en hausse organique de 1 431 millions d'euros (+ 29,2 %) par rapport à 2017.

L'augmentation de la production hydraulique et de la production nucléaire a un impact très favorable estimé à + 1 079 millions d'euros sur l'EBE. Les meilleures conditions sur les marchés de gros contribuent à une amélioration de l'EBE estimée de + 413 millions d'euros.

Les conditions de marché [2] aval ont un impact positif de + 150 millions d'euros par rapport à 2017. En effet, l'évolution positive des prix sur les nouvelles offres de marché compense l'érosion des parts de marché (- 13,1 TWh).

L'évolution des prix ainsi que la fin de la composante de rattrapage tarifaire sur le niveau des tarifs réglementés de vente hors composante CEE, conduisent à une baisse estimée de l'EBE de - 152 millions d'euros par rapport à 2017.

(1) Hors apprentis et contrats d'alternance.
(2) Hors composante CEE sur les offres de marché.

Dans le cadre du plan de performance, les charges opérationnelles [1] ont diminué de 313 millions d'euros, soit - 3,5 %, grâce à la maîtrise des achats et de la masse salariale. Ces actions sont engagées dans toutes les entités, avec notamment une baisse du coût des fonctions support et des activités commerciales, et une baisse des coûts opérationnels des parcs nucléaire, hydraulique et thermique.

Enfin, divers éléments pèsent sur l'EBE à hauteur de - 372 millions d'euros, principalement en lien avec la hausse des taxes corrélées à la valeur ajoutée (CVAE), divers mouvements de provisions et des éléments positifs enregistrés en 2017, sans équivalent en 2018.

5.1.4.2.2.2 France - Activités régulées

L'EBE du segment **France - Activités régulées** s'élève à 4 916 millions d'euros. Il est en hausse organique de 18 millions d'euros (+ 0,4 %) par rapport à 2017.

L'EBE bénéficie des indexations favorables du TURPE 5 [2]. pour un montant estimé de + 68 millions d'euros.

Les effets favorables liés à la croissance de l'activité de prestations de raccordement au réseau (notamment producteur) pour + 37 millions d'euros et la réduction des charges opérationnelles pour + 38 millions d'euros ont eu un impact positif sur l'EBE.

En revanche, l'effet climat défavorable, l'effet prix négatif sur les achats de pertes et la prise en compte du risque d'une modification des contributions d'Enedis et d'Électricité de Strasbourg au fonds de péréquation de l'électricité (FPE) au titre de la période 2012-2018, génèrent ensemble une baisse de l'EBE pour - 125 millions d'euros.

5.1.4.2.2.3 EDF Renouvelables

La contribution **d'EDF Renouvelables** à l'EBE du Groupe s'élève à 856 millions d'euros, en hausse organique de 31 millions d'euros (+ 4,1 %) par rapport à 2017.

L'EBE de production est en augmentation organique de 15 % à 903 millions d'euros. Cette évolution est portée par une production qui s'élève à 15,2 TWh en 2018 grâce notamment aux mises en services fin 2017, des cessions (avec changement de contrôle) ayant été réalisées fin 2018.

En 2018, l'activité développement-vente d'actifs structurés représente une moindre contribution organique à l'EBE qu'en 2017. Les coûts de développement et des fonctions support sont en hausse pour notamment accompagner la croissance de l'activité.

Les capacités brutes mises en service par EDF Renouvelables en 2018 s'élèvent à 1,6 GW dont 0,9 GW en solaire. À fin 2018, les capacités nettes installées, en augmentation de 0,5 GW par rapport à fin décembre 2017, s'établissent à 8,3 GW (12,9 GW en brut). Le portefeuille brut de projets en construction s'élève à 2,4 GW dont 1,2 GW en éolien et 1,2 GW en solaire.

En 2018, EDF Renouvelables a cédé une participation minoritaire de 49 % dans vingt-quatre de ses parcs éoliens au Royaume-Uni. Cette opération est sans impact EBE, EDF Renouvelables en gardant le contrôle.

5.1.4.2.2.4 Dalkia

L'EBE de **Dalkia** s'établit à 292 millions d'euros, en hausse organique de 31 millions d'euros (+ 12,0 %). Cette évolution tient compte des difficultés rencontrées sur un contrat d'une filiale de Dalkia en 2017, sans équivalent en 2018. Corrigé de cet élément, l'EBE est en croissance organique de + 1,3 %. Cette évolution est portée par le renforcement de la compétitivité en lien avec le plan de performance opérationnelle et par la maîtrise des frais de structure. La signature ou le renouvellement de contrats commerciaux a un effet favorable sur l'EBE, notamment dans les domaines de la performance énergétique et des réseaux de chaleur. En revanche, des opérations de maintenance sur plusieurs installations importantes, le climat ainsi que l'évolution des prix ont eu un effet défavorable sur l'EBE.

5.1.4.2.2.5 Framatome [3]

L'EBE de **Framatome** s'élève à 465 millions d'euros (y compris la marge réalisée avec les entités du groupe EDF). La contribution de Framatome à l'EBE du Groupe s'élève à 202 millions d'euros en 2018.

Framatome connaît une activité soutenue sur l'activité « Combustible » avec des réalisations notables en 2018, et un léger ralentissement de l'activité « Base installée », notamment aux États-Unis.

L'EBE bénéficie notamment de la poursuite du plan de réduction des coûts opérationnels et de structure qui se déroule conformément aux prévisions. Par ailleurs, il intègre, en 2018, une charge ponctuelle de 42 millions d'euros en lien avec la revalorisation des stocks, effectuée dans le cadre de la détermination du bilan d'acquisition de Framatome.

5.1.4.2.2.6 Royaume-Uni

La contribution du **Royaume-Uni** à l'EBE du Groupe est de 783 millions d'euros en 2018, en baisse organique de 15,4 % par rapport à 2017.

L'EBE est impacté par le recul de la production nucléaire et par la baisse des prix nets réalisés du nucléaire, en partie liée aux rachats effectués du fait d'une moindre disponibilité du parc nucléaire dans un contexte de marché haussier. À fin 2018, la production nucléaire s'est établie à 59,1 TWh, en retrait de 4,8 TWh par rapport à 2017. Ce recul s'explique, notamment, par l'arrêt pour inspection d'Hunterston B et par la prolongation des arrêts de Dungeness B.

L'activité de commercialisation bénéficie, quant à elle, des hausses de tarifs résidentiels. En revanche, le portefeuille de clients particuliers recule (- 4,2 % par rapport à fin décembre 2017) dans un contexte de forte intensité concurrentielle.

5.1.4.2.2.7 Italie

La contribution de l'**Italie** à l'EBE du Groupe s'élève à 791 millions d'euros, en baisse organique de 12,7 % par rapport à 2017.

En 2017, l'EBE bénéficiait de la plus-value réalisée lors de la cession du siège d'Edison à Milan pour environ 100 millions d'euros. Corrigé de cet élément non récurrent, l'EBE est quasiment stable.

Dans les activités électricité, l'EBE s'accroît, essentiellement du fait de la bonne performance de la production hydraulique et de la performance obtenue dans les services système électriques. En revanche, la production éolienne baisse en lien avec un effet prix négatif. L'activité de commercialisation, principalement vers les clients professionnels, est en progression malgré la baisse des marges dans un contexte de concurrence accrue.

Dans les activités gaz, l'EBE est en recul du fait principalement d'un effet prix défavorable affectant la marge des contrats long terme.

L'activité exploration-production bénéficie d'effets prix et volumes positifs grâce à la hausse du prix du Brent, d'une part, et la mise en service d'un nouveau champ de production en Algérie, d'autre part.

5.1.4.2.2.8 Autre international

L'EBE du segment **Autre international** s'élève à 240 millions d'euros en 2018, en baisse organique de 14 millions d'euros (- 3,1 %) par rapport à 2017.

- En **Belgique**, l'EBE est en baisse organique de 8 millions d'euros (- 5,5 %). Les arrêts prolongés des 4 tranches nucléaires opérées par Engie dans lesquelles EDF Luminus détient une participation ont pénalisé l'EBE d'un montant estimé à 76 millions d'euros en 2018. La production thermique a en partie compensé cet effet et la production renouvelable a bénéficié de l'augmentation des capacités éoliennes installées, qui s'élèvent à 440 MW à fin décembre 2018 (soit + 17 % par rapport à fin décembre 2017). Les activités de commercialisation sont toujours marquées par un environnement très concurrentiel mais bénéficient de la croissance des activités de service.
- Au **Brésil**, l'EBE est en recul organique de 46 millions d'euros du fait principalement de l'interruption de l'approvisionnement gaz lié à des travaux sur le réseau de transport et des arrêts programmés en 2018 dans le cadre d'inspections majeures de la centrale d'EDF Norte Fluminense. Ces événements ont nécessité des achats importants sur le marché pour couvrir le *Power Purchase Agreement* (PPA) dans un contexte de marché haussier.

5.1.4.2.2.9 Autres métiers

Le segment **Autres métiers** contribue à l'EBE du Groupe à hauteur de 858 millions d'euros, en hausse organique de 333 millions d'euros (+ 62,1 %) par rapport à 2017.

(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) Indexation du TURPE 5 distribution de + 2,71 % au 1er août 2017 et de - 0,21 % au 1er août 2018 et du TURPE 5 transport de + 6,76 % au 1er août 2017 et de + 3,0 % au 1er août 2018.

(3) Framatome est intégrée au périmètre de consolidation depuis le 31 décembre 2017. L'intégralité du résultat 2018 de l'entité est présenté en effet périmètre.

L'EBE d'EDF Trading s'élève à 633 millions d'euros en 2018, en hausse organique de 263 millions d'euros (+ 73,5 %) par rapport à 2017. Cette évolution est consécutive à la hausse de la marge de *trading* telle que précisée au niveau du chiffre d'affaires en raison de fortes volatilités sur les marchés (voir section 5.1.4.1.2.9).

Par ailleurs, l'EBE du segment bénéficie d'une plus-value de cession significative réalisée dans le cadre de la dernière tranche du programme de cessions immobilières engagé en 2015.

5.1.4.3 Résultat d'exploitation

Le résultat d'exploitation est en baisse de 6,3 % par rapport à 2017.

(en millions d'euros)	2018	2017	Variation en valeur	Variation en %
EBE	**15 265**	**13 742**	**1 523**	**+ 11,1**
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières, hors activités de *trading*	(224)	(355)	131	- 36,9
Dotations aux amortissements	(9 006)	(8 537)	(469)	+ 5,5
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(50)	(58)	8	- 13,8
(Pertes de valeur)/reprises	(598)	(518)	(80)	+ 15,4
Autres produits et charges d'exploitation	(105)	1 363	(1 468)	- 107,7
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	**5 282**	**5 637**	**(355)**	**- 6,3**

Le **résultat d'exploitation** consolidé du Groupe s'élève à 5 282 millions d'euros en 2018, en baisse de 355 millions d'euros par rapport à 2017. Malgré la progression de l'EBE, cette évolution défavorable s'explique essentiellement par la cession de 49,9 % de CTE en 2017, sans équivalent en 2018, et par l'augmentation des dotations aux amortissements.

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 - 355 millions d'euros en 2017 à - 224 millions d'euros en 2018.

Cette évolution s'explique notamment en **Italie** par la renégociation des contrats gaz long terme ces dernières années permettant de réduire l'impact de la volatilité.

5.1.4.3.2 Dotations aux amortissements

Les dotations aux amortissements augmentent de 469 millions d'euros par rapport à 2017.

Le segment **France - Activités de production et commercialisation** a enregistré une hausse des dotations aux amortissements de 169 millions d'euros. Elle s'explique essentiellement par un effet volume lié aux mises en service sur le parc nucléaire. Cette hausse est partiellement compensée par l'impact de la fermeture des centrales thermiques fioul.

Le segment **France - Activités régulées** a enregistré une hausse des dotations aux amortissements de 145 millions d'euros, principalement du fait de la montée en puissance du projet Linky [(1)] et des investissements de raccordement et de renforcement de réseaux.

5.1.4.3.3 Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession

La baisse de 8 millions d'euros des dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession en 2018 par rapport à 2017 est attribuable au segment **France - Activités régulées**.

5.1.4.3.4 Pertes de valeur/reprises

En 2018, les pertes de valeur enregistrées s'élèvent à 598 millions d'euros (voir note 13 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018).

En 2017, les pertes de valeur enregistrées s'élevaient à 518 millions d'euros.

5.1.4.3.5 Autres produits et charges d'exploitation

En 2018, les autres produits et charges d'exploitation s'élèvent à - 105 millions d'euros et sont détaillés dans la note 14 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018.

En 2017, les autres produits et charges d'exploitation s'élevaient à 1 363 millions d'euros et comprenaient 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.

5.1.4.4 Résultat financier

(en millions d'euros)	2018	2017 [(1)]	Variation en valeur	Variation en %
Coût de l'endettement financier brut	(1 716)	(1 778)	62	- 3,5
Effet de l'actualisation	(3 486)	(2 959)	(527)	+ 17,8
Autres produits et charges financiers	393	2 501	(2 108)	- 84,3
RÉSULTAT FINANCIER	**(4 809)**	**(2 236)**	**(2 573)**	**+ 115,1**

(1) L'application au 1er janvier 2018 de la norme IFRS 9 n'a pas été retraitée en 2017, conformément à l'approche simplifiée d'IFRS 9.

Le résultat financier représente une charge de 4 809 millions d'euros en 2018, supérieure de 2 573 millions d'euros à celle de 2017. Cette évolution s'explique par :

- un coût de l'endettement financier brut en diminution de 62 millions d'euros. Les charges relatives aux émissions de 2018 et l'effet année pleine de celles d'octobre 2017 sont plus que compensées par la baisse des charges financières liée au remboursement d'une dette obligataire au cours de l'exercice ;
- une variation défavorable de l'effet de l'actualisation de 527 millions d'euros, en raison principalement d'une baisse du taux d'actualisation réel des provisions nucléaires en France au 31 décembre 2018 par rapport au 31 décembre 2017 (- 0,2 % en taux réel) plus prononcée que celle constatée au 31 décembre 2017 par rapport au 31 décembre 2016 (- 0,1 % en taux réel). Au 31 décembre 2018, le taux d'actualisation s'établit à 3,9 % prenant en compte un taux d'inflation moyen de 1,5 % (respectivement 4,1 % et 1,5 % au 31 décembre 2017, et 4,2 % et 1,5 % au 31 décembre 2016) ;

(1) Linky est un projet porté par Enedis, filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du Code de l'énergie

- une diminution de 2 108 millions d'euros des autres produits et charges financiers, en raison principalement des impacts associés aux actifs dédiés du fait notamment de la performance des actifs de croissance (actions et fonds actions) de - 7,0 % en 2018 contre + 12,7 % en 2017 en lien avec les évolutions défavorables de marché, soit au global :
  - des variations nettes de juste valeur de titres de dettes et de capitaux propres sur les actifs dédiés après couverture pour - 989 millions d'euros en 2018, après application d'IFRS 9,
  - des plus-values nettes de cessions réalisées relatives aux actifs dédiés d'EDF à hauteur de - 12 millions d'euros en 2018 (contre + 985 millions d'euros en 2017 avant application d'IFRS 9).

5.1.4.5 Impôts sur les résultats

L'impôt sur les résultats de + 149 millions d'euros en 2018, correspondant à un taux effectif d'impôt de - 31,5 % (contre - 147 millions d'euros en 2017, correspondant à un taux effectif d'impôt de + 4,3 %) est essentiellement lié à la diminution du résultat avant impôts des sociétés intégrées et à des éléments non récurrents.

Retraité de ces éléments non récurrents, le taux effectif d'impôt courant en 2018 est de + 25,7 %, contre + 18,1 % en 2017. L'augmentation du taux effectif d'impôt courant du Groupe entre 2018 et 2017 est principalement liée à l'impact favorable en 2017, sans équivalent en 2018, d'opérations de cession bénéficiant d'un taux réduit d'imposition.

5.1.4.6 Quote-part de résultat net des entreprises associées et des co-entreprises

Le Groupe enregistre un produit de 569 millions d'euros en 2018, contre un produit de 35 millions d'euros en 2017.

Cette variation de + 534 millions d'euros s'explique principalement par l'augmentation du résultat de CTE et par la dépréciation des actifs de CENG comptabilisée en 2017 pour 491 millions d'euros, sans équivalent en 2018.

La quote-part de résultat net des entreprises associées et des co-entreprises inclut en 2018 des pertes de valeur pour un montant total de 39 millions d'euros. Ces pertes de valeur sont détaillées dans la note 23 « Participations dans les entreprises associées et les co-entreprises » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018.

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 14 millions d'euros en 2018, en baisse de 102 millions d'euros par rapport à 2017. Cette variation s'explique principalement par la cession des actifs d'EDF Polska en 2017 et par la diminution, au Royaume-Uni, des revenus de Centrica au titre de l'activité de production nucléaire en raison de la baisse de la production nucléaire et des prix nets réalisés du nucléaire.

5.1.4.8 Résultat net part du Groupe

Le résultat net part du Groupe s'élève à 1 177 millions d'euros en 2018, en baisse de 1 996 millions d'euros par rapport à 2017, soit - 62,9 %, en raison notamment de la plus-value sur CTE réalisée en 2017, sans équivalent en 2018, et de la dégradation des marchés financiers impactant significativement le résultat financier.

5.1.4.9 Résultat net courant

Le résultat net courant [(1)] s'établit à 2 452 millions d'euros en 2018, en baisse de 13,1 % par rapport à 2017, en raison de plus-values significatives sur les actifs financiers en 2017, sans équivalent en 2018.

(1) Résultat net hors éléments non récurrents, hors variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading et hors variations nettes de juste valeur de titres de dettes et de capitaux propres nets d'impôts. Montant des éléments non récurrents, des variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading et des variations nettes de juste valeur de titres de dettes et de capitaux propres nets d'impôts :
- 385 millions d'euros pour divers risques et dépréciations en 2018 contre + 617 millions d'euros en 2017 ;
- 145 millions d'euros de variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading nets d'impôt en 2018, contre - 264 millions d'euros en 2017.
- 745 millions d'euros de variations nettes de juste valeur de titres de dettes et de capitaux propres en 2018 (IFRS 9).

5.1.5 FLUX DE TRÉSORERIE ET ENDETTEMENT FINANCIER NET

5.1.5.1 Flux de trésorerie

(en millions d'euros)	2018	2017	Variation en valeur	Variation en %
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	**13 364**	**11 663**	**1 071**	**+ 14,6**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	**(17 165)**	**(11 713)**	**(5 452)**	**+ 46,5**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	**3 530**	**712**	**2 818**	**n. a.**
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET DES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	**(271)**	**662**	**(933)**	**n. a.**
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture	**3 692**	**2 893**	**799**	**+ 27,6**
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(271)	662	(933)	n. a.
Incidence des variations de change	(95)	(13)	(82)	n. a.
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie	13	21	(8)	- 38,1
Incidence des reclassements	(49)	129	(178)	n. a.
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	**3 290**	**3 692**	**(401)**	**- 10,9**

n. a. : non applicable.

5.

5.1.5.1.1 Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation

(en millions d'euros)	2018	2017	Variation en valeur	Variation en %
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	**473**	**3 401**	**(2 928)**	**- 86,1**
Pertes de valeur/(reprises)	598	518	80	+ 15,4
Amortissements, provisions et variations de juste valeur	13 180	9 980	3 200	+ 32,1
Produits et charges financiers	729	764	(35)	- 4,6
Dividendes reçus des entreprises associées et des co-entreprises	387	243	144	+ 59,3
Plus ou moins-values de cessions	(1 014)	(2 739)	1 725	- 63,0
Variation du besoin en fonds de roulement	462	1 476	(1 014)	- 68,7
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	**14 815**	**13 643**	**1 172**	**+ 8,6**
Frais financiers nets décaissés	(1 062)	(1 209)	147	- 12,2
Impôts sur le résultat payés	(389)	(771)	382	- 49,5
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	**13 364**	**11 663**	**1 701**	**+ 14,6**

Les flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation en 2018 s'élèvent à 13 364 millions d'euros, en hausse de 1 701 millions d'euros par rapport à 2017.

Cette variation traduit une hausse de 1 172 millions d'euros des flux de trésorerie nets générés par l'exploitation, qui provient :

- du résultat avant impôts des sociétés intégrées corrigé des pertes de valeur et des amortissements, provisions et variations de juste valeur, dont le total s'élève à 14 251 millions d'euros en 2018 contre 13 899 millions d'euros en 2017, soit une augmentation de 352 millions d'euros par rapport à 2017 ;
- de la baisse de la variation du besoin en fonds de roulement (- 1 014 millions d'euros par rapport à 2017) ;
- la baisse des plus-values de cession (+ 1 725 millions d'euros par rapport à 2017 correspondant essentiellement à la cession de 49,9 % des parts de CTE pour 1 462 millions d'euros en 2017).

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 17 165 millions d'euros en 2018, à comparer à 11 713 millions d'euros en 2017. 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)	2018	2017	Variation en valeur	Variation en %
Acquisitions d'immobilisations incorporelles et corporelles	(16 186)	(14 747)	(1 439)	+ 9,8
Cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles	611	1 140	(529)	- 46,4
Investissements incorporels et corporels nets	**(15 575)**	**(13 607)**	**(1 968)**	**+ 14,5**
Investissements en titres de participation sous déduction de la trésorerie acquise	(484)	(2 463)	1 979	- 80,3
Cessions de titres de participation sous déduction de la trésorerie cédée	1 261	2 472	(1 211)	- 49,0
Variations d'actifs financiers	(2 367)	1 885	(4 252)	n. a.
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT	**(17 165)**	**(11 713)**	**(5 452)**	**+ 46,5**

n. a. : non applicable.

Investissements incorporels et corporels nets

Les investissements incorporels et corporels nets s'élèvent à 15 575 millions d'euros en 2018, en hausse de 1 968 millions d'euros (+ 14,5 %) par rapport à 2017.

Les investissements incorporels et corporels nets du Groupe ont évolué comme suit :

(en millions d'euros)	2018	2017	Variation en valeur	Variation en %
France - Activités de production et commercialisation	5 507	5 822	(315)	- 5,4
France - Activités régulées	4 308	3 995	313	+ 7,8
EDF Renouvelables	1 898	756	1 142	n. a.
Dalkia	385	352	33	+ 9,4
Framatome	261	-	261	n. a.
Royaume-Uni	2 938	2 385	553	+ 23,2
Italie	407	182	225	n. a.
Autre international	199	309	(110)	- 35,6
Autres métiers	(328)	(194)	(134)	+ 69,1
INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS NETS	**15 575**	**13 607**	**1 968**	**+ 14,5**

n. a. : non applicable.

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 2018, les investissements en titres de participation sous déduction de la trésorerie acquise ont baissé de 1 979 millions d'euros par rapport à 2017 pour atteindre 484 millions d'euros. Cette variation est principalement liée à l'acquisition en 2017 de 75,5 % de Framatome pour 1 868 millions d'euros.

En 2018, les cessions nettes de titres de participation ont baissé de 1 211 millions d'euros par rapport à 2017 pour atteindre 1 261 millions d'euros. Cette variation est principalement liée à la cession en 2017 de 49,9 % des parts CTE pour 1 282 millions d'euros.

Variation d'actifs financiers

En 2018, la variation des actifs financiers est de - 2 367 millions d'euros et correspond principalement à des acquisitions d'actifs liquides (hors actifs dédiés).

En 2017, la variation des actifs financiers était de + 1 885 millions d'euros et correspondait principalement à des cessions d'actifs liquides (hors actifs dédiés).

5.1.5.1.3 Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement

(en millions d'euros)	2018	2017	Variation en valeur	Variation en %
Augmentation de capital EDF	-	4 005	(4 005)	-
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle [1]	1 548	481	1 067	n. a.
Dividendes versés par EDF	(511)	(109)	(402)	n. a.
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle	(183)	(183)	-	-
Achats/ventes d'actions propres	(3)	(6)	3	- 50,0
Flux de trésorerie avec les actionnaires	**851**	**4 188**	**(3 337)**	**- 79,7**
Émissions d'emprunts	5 711	2 901	2 810	+ 96,9
Remboursements d'emprunts	(2 844)	(6 304)	3 460	- 54,9
Émissions de titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI)	1 243	-	1 243	n. a.
Rachats de titres subordonnés à durée indéterminée	(1 329)	-	(1 329)	n. a.
Rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée	(584)	(565)	(19)	+ 3,4
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession	131	144	(13)	- 9,0
Subventions d'investissement reçues	351	348	3	+ 0,9
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement	**2 679**	**(3 476)**	**6 155**	**n. a.**
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT	**3 530**	**712**	**2 818**	**n. a.**

(1) Apports par augmentations ou réductions de capital et acquisitions d'intérêts complémentaires dans des sociétés contrôlées.
n. a. : non applicable.

En 2018, les opérations de financement se traduisent par un encaissement net de 3 530 millions d'euros, en hausse de 2 818 millions d'euros par rapport à 2017. Cette variation traduit principalement :

- l'émission d'obligations senior sur 3 tranches pour 3,75 milliards de dollars le 19 septembre 2018 et sur 1 tranche le 25 septembre 2018 pour 1 milliard d'euros ;
- des transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle en hausse de 1 067 millions d'euros. En 2018, les transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle comprennent un montant de 701 millions de livres sterling encaissés au titre de la cession à Dalmore Capital Limited and Pensions Infrastructure Platform de 49 % dans vingt-quatre parcs éoliens au Royaume-Uni (environ 550 MW) et un montant de 743 millions d'euros relatif à la part versée par CGN au titre des augmentations de capital de Hinkley Point C. 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 ;
- l'augmentation de capital EDF en 2017 pour 4 005 millions d'euros.

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 33 388 millions d'euros au 31 décembre 2018 à comparer à 33 015 millions d'euros au 31 décembre 2017.

(en millions d'euros)	2018	2017	Variation en valeur	Variation en %
Excédent brut d'exploitation	**15 265**	**13 742**	**1 523**	**+ 11,1**
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBE	(1 253)	(1 796)		
Frais financiers nets décaissés	(1 062)	(1 209)		
Impôt sur le résultat payé	(389)	(771)		
Autres éléments dont dividendes reçus des entreprises associées et des co-entreprises	383	221		
Cash-flow opérationnel (1)	**12 944**	**10 187**	**2 757**	**+ 27,1**
Variation du besoin en fonds de roulement net	462	1 476		
Investissements nets (2)	(12 107)	(9 810)		
Cash-flow après investissements nets	**1 299**	**1 853**		
Actifs dédiés	(501)	(1 171)		
Cash-flow avant dividendes (3)	**798**	**682**		
Dividendes versés en numéraire	(1 278)	(891)		
Cash-flow Groupe	**(480)**	**(209)**		
Autres variations monétaires	(111)	3 855		
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net, hors effet de change	**(591)**	**3 646**		
Effet de la variation de change	97	701		
Autres variations non monétaires	121	63		
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net	**(373)**	**4 410**		
Endettement financier net ouverture	**33 015**	**37 425**		
ENDETTEMENT FINANCIER NET CLÔTURE	**33 388**	**33 015**		

(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 Opérations (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 Groupe.

(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 12 944 millions d'euros en 2018 contre 10 187 millions d'euros en 2017, soit une augmentation de 2 757 millions d'euros (ou + 27,1 %).

Cette variation s'explique principalement par :

- la hausse de l'EBE (+ 1 523 millions d'euros) ;
- la baisse de l'impôt sur le résultat payé (- 389 millions d'euros en 2018 contre - 771 millions d'euros en 2017), principalement en lien avec la baisse du résultat fiscal du Groupe en France.

5.1.5.2.2 Variation du besoin en fonds de roulement

Le besoin en fonds de roulement (BFR) s'améliore de 462 millions d'euros sur l'année 2018.

Cette variation s'explique principalement par :

- des gains liés au plan d'amélioration du BFR essentiellement sur les stocks et les créances clients pour environ + 242 millions d'euros ;
- des effets favorables liés à la CSPE pour + 258 millions d'euros principalement en lien avec un excédent de compensation impacté par la hausse des prix de marché (diminution des charges relatives aux obligations d'achats).

Par rapport à 2017, l'écart de variation du besoin en fonds de roulement (- 1 014 millions d'euros) s'explique essentiellement par :

- une position d'encaissements d'appels de marges en 2017 liés à l'activité optimisation/*trading* contre une position de décaissement en 2018 pour environ - 700 millions d'euros ;
- des achats de certificats de capacité à des prix élevés (- 201 millions d'euros).

5.1.5.2.3 Investissements nets

Les investissements nets s'élèvent à 12 107 millions d'euros en 2018 contre 9 810 millions d'euros en 2017, soit une augmentation de 2 297 millions d'euros (+ 23,4 %) et se décomposent ainsi :

(en millions d'euros)	2018	2017	Variation en valeur	Variation en %
France - Activités de production et commercialisation	5 275	5 849	(574)	- 9,8
France - Activités régulées	3 345	3 212	133	+ 4,1
EDF Renouvelables	458	701	(243)	- 34,7
Dalkia	293	339	(46)	- 13,6
Framatome	261	-	261	n. a.
Royaume-Uni	568	643	(75)	- 11,7
Italie	438	511	(73)	- 14,3
Autre international	252	553	(301)	- 54,4
Autres métiers	45	160	(115)	- 71,9
INVESTISSEMENTS NETS HORS LINKY, HORS NOUVEAUX DÉVELOPPEMENTS ET HORS PLAN DE CESSION D'ACTIFS GROUPE	**10 935**	**11 968**	**(1 033)**	**- 8,6**
LINKY, NOUVEAUX DÉVELOPPEMENTS ET PLAN DE CESSION D'ACTIFS GROUPE	**1 172**	**(2 158)**	**3 330**	**n. a.**
INVESTISSEMENTS NETS	**12 107**	**9 810**	**2 297**	**+ 23,4**

n.a. : non applicable.

5.1.5.2.3.1 Investissements nets hors Linky, hors nouveaux développements et hors plan de cession d'actifs Groupe

Les investissements nets du segment **France - Activités de production et commercialisation** baissent de 574 millions d'euros, soit - 9,8 %. La baisse provient notamment des investissements réalisés dans la centrale thermique de Bouchain en 2017 et de dépenses moins élevées en 2018 par rapport à 2017 sur les Diesels d'Ultime Secours (DUS). L'internalisation du fournisseur Framatome dans le Groupe contribue également à la baisse des investissements nets.

Les investissements nets du segment **France - Activités régulées** augmentent de 133 millions d'euros, soit + 4,1 %. Cela s'explique principalement par une hausse des raccordements clients particuliers et producteurs et de la hausse des obligations réglementaires.

Les investissements nets d'**EDF Renouvelables** baissent de 243 millions d'euros (- 34,7 %). Cette baisse est principalement liée à des montants de ventes d'actifs structurés bien plus importants en 2018 qu'en 2017 (en particulier la cession du parc éolien au Royaume-Uni), en partie compensée par l'acquisition des droits de développements des parcs *offshore* écossais « Neart na Gaoithe1 » courant 2018.

Au **Royaume-Uni**, la diminution de 75 millions d'euros, soit - 11,7 %, s'explique, entre autres, par une diminution des investissements dans les centrales 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 retrait de 73 millions d'euros, principalement par de moindres investissements réalisés dans l'activité exploration & production.

Le segment **Autre international** est en baisse de 301 millions d'euros, soit - 54,4 %. Cette évolution s'explique par la baisse des dépenses sur le projet de construction de l'EPR de la centrale nucléaire de Taishan en Chine, entrée en exploitation commerciale en décembre 2018, par le ralentissement des investissements sur le projet SINOP au Brésil et par la cession des entités polonaises en 2017.

Les investissements nets du segment **Autres métiers** sont en retrait de 115 millions d'euros. Cette évolution s'explique en particulier par la baisse des investissements chez Dunkerque LNG, du fait de la cession en cours d'année 2018, et de la vente ces dernières années d'actifs immobiliers.

5.1.5.2.3.2 Linky, nouveaux développements et plan de cession d'actifs Groupe

Les investissements au titre du programme Linky, dont le déploiement s'est accéléré à partir de 2017, se sont élevés à 792 millions d'euros.

Les nouveaux développements regroupent les projets significatifs de développement du Groupe dont la génération d'EBE n'est pas immédiate ainsi que les acquisitions significatives. En 2018, ces nouveaux développements correspondent essentiellement aux investissements relatifs au Nouveau Nucléaire au Royaume-Uni pour 1 646 millions d'euros (montée en puissance du projet Hinkley Point C), aux acquisitions réalisées par Edison pour 402 millions d'euros (notamment Edison Énergie [1] et Zephyro), et dans une moindre mesure aux projets éoliens *offshore* en France.

Les cessions d'actifs correspondent essentiellement à la cession par EDF de sa participation au capital de Dunkerque LNG contribuant à une diminution de l'endettement financier net de 1 468 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 26 232 millions d'euros au 31 décembre 2018.

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 2018, les flux nets de - 501 millions d'euros correspondent aux trois premières catégories décrites ci-dessus.

5.1.5.2.5 Cash-flow avant dividendes

Le cash-flow avant dividendes s'établit à 798 millions d'euros en 2018 (contre 682 millions d'euros en 2017) et s'explique essentiellement par :

- un cash-flow opérationnel de 12 944 millions d'euros ;
- des investissements nets de - 12 107 millions d'euros ;
- une dotation nette aux actifs dédiés de - 501 millions d'euros ;
- une variation de BFR favorable de 462 millions d'euros.

(1) Ex. Gas Natural Vendita Italia.

La variation de 116 millions d'euros par rapport à 2017 provient essentiellement d'une évolution favorable du cash-flow opérationnel mais également du poste actifs dédiés. Ces évolutions sont toutefois partiellement compensées par une hausse des investissements nets pour 2 297 millions d'euros et par une moindre amélioration du BFR pour - 1 014 millions d'euros.

5.1.5.2.6 Dividendes versés en numéraire

Les dividendes versés en numéraire (- 1 278 millions d'euros) comprennent :

- le solde du dividende 2017 pour - 60 millions d'euros, l'essentiel du dividende ayant été versé en titres ;
- l'acompte sur dividende 2018 pour - 451 millions d'euros, voté en Conseil d'administration le 6 novembre 2018 et payé le 10 décembre 2018 à hauteur de 0,15 euro par action ;
- les rémunérations versées en 2018 aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée au titre des « émissions hybrides » de janvier 2013 et janvier 2014 (- 584 millions d'euros) ;
- les dividendes versés par les filiales du Groupe à leurs actionnaires minoritaires (- 183 millions d'euros).

5.1.5.2.7 Cash-flow Groupe

Le cash-flow Groupe s'élève à - 480 millions d'euros contre - 209 millions d'euros en 2017.

5.1.5.2.8 Effet de la variation de change

L'effet de change a un impact favorable de 97 millions d'euros sur l'endettement financier net du Groupe au 31 décembre 2018.

5.1.5.2.9 Autres variations monétaires

L'évolution défavorable de - 3 966 millions d'euros par rapport à 2017 est principalement liée à l'augmentation de capital d'EDF SA réalisée en 2017, sans équivalent en 2018.

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 2018, les liquidités du Groupe, composées des actifs liquides, de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, s'élèvent à 23 828 millions d'euros, et les lignes de crédit disponibles s'établissent à 11 393 millions d'euros.

Sur l'année 2019, les flux prévisionnels de remboursement et d'intérêts de la dette du Groupe au 31 décembre 2018 s'élèvent à 11 749 millions d'euros, dont 5 583 millions d'euros au titre d'emprunts obligataires (hors dettes hybrides).

Au 31 décembre 2018, 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 19 septembre 2018, EDF a levé 3,75 milliards de dollars américains sur 3 tranches d'obligations senior :

- obligation de 1,8 milliard de dollars, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 4,5 % ;
- obligation de 650 millions de dollars, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 4,875 % ;
- obligation de 1,3 milliard de dollars, d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 5,0 %.

Par ailleurs, le 25 septembre 2018, EDF a lancé une émission obligataire senior de 1 milliard d'euros, d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 2 %.

Ces opérations permettent au groupe EDF de poursuivre le renforcement de la structure de son bilan ainsi que de refinancer des échéances prochaines.

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 2018.

La maturité moyenne de la dette brute du Groupe au 31 décembre 2018 s'établit à 13,6 ans contre 13,7 ans au 31 décembre 2017, celle d'EDF SA à 14,2 ans contre 14,3 ans au 31 décembre 2017.

Au 31 décembre 2018, les échéances résiduelles des passifs financiers (y compris paiement des intérêts) se présentent comme suit, conformément à la norme IFRS 9 (valorisation sur la base des cours de change et des taux d'intérêt au 31 décembre 2018) :

31 décembre 2018 *(en millions d'euros)*	Dettes	Instruments de couverture [1]		Garanties données sur emprunts
		Swaps de taux	Swaps de change	
2018	11 749	(521)	(140)	138
Entre 2019 et 2022	20 007	(1 855)	(426)	335
2023 et au-delà	67 993	(3 020)	(1 997)	501
TOTAL	**99 749**	**(5 396)**	**(2 563)**	**974**
dont remboursement de dette principale	57 849			
dont charges d'intérêt	41 900			

(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.

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 et d'US CP (papier commercial aux États-Unis). 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.

Au 31 décembre 2018, les encours d'émissions de billets de trésorerie du Groupe sont de 955 millions d'euros et de 1 193 millions de dollars US CP. 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 (samouraï) et francs suisses.

Au 31 décembre 2018, les principaux emprunts du Groupe sont les suivants :

Type d'emprunt *(en millions de devises)*	**Entité**	**Date d'émission (1)**	**Échéance**	**Montant de l'émission**	**Devise**	**Taux**
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 *(green bond)*	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 *(green bond)*	EDF	10/2015	10/2025	1 250	USD	3,63 %
Euro MTN	EDF	11/2010	11/2025	750	EUR	4,00 %
Euro MTN *(green bond)*	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 %
Obligataire	EDF	09/2018	09/2028	1 800	USD	4,50 %
Euro MTN	EDF	04/2010	04/2030	1 500	EUR	4,63 %
Euro MTN	EDF	10/2018	10/2030	1 000	EUR	2,00 %
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	09/2018	09/2038	650	USD	4,88 %
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 %
Obligataire	EDF	09/2018	09/2048	1 300	USD	5,00 %
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 2018, EDF dispose d'un montant global de 10 292 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 décembre 2023. Il n'a fait l'objet d'aucun tirage au 31 décembre 2018 ;
- les lignes bilatérales représentent 6 162 millions d'euros de disponibilités avec des maturités s'échelonnant jusqu'en septembre 2023. 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 2018. Trois autres lignes de crédit ont été tirées intégralement au 31 décembre 2018, pour des montants de 225 millions d'euros, 500 millions d'euros et 500 millions d'euros.

EDF Investissements Groupe bénéficie d'un crédit syndiqué pour un montant de 400 millions d'euros (maturité septembre 2020). Au 31 décembre 2018, 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 268 millions d'euros (tirée en intégralité), ainsi qu'une ligne de crédit avec un pool de banques pour un montant de 350 millions d'euros qui n'a pas été tirée au 31 décembre 2018.

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 2018 :

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	BBB- assortie d'une perspective stable (3)	A-3
	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.

(3) Le 19 juin 2018, S&P a revu la notation long terme d'Edison de BB+ à BBB- et la notation courte terme de B à A-3.

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 31 % et 72 % 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 Renouvelables) 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 2018 par devise et après couverture, se décompose comme indiqué dans le tableau ci-après :

STRUCTURE DE LA DETTE BRUTE AU 31 DÉCEMBRE 2018, PAR DEVISE AVANT ET APRÈS COUVERTURE

31 décembre 2018 *(en millions d'euros)*	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture (1)	Structure de la dette après couverture	% de la dette
Emprunts libellés en euros (EUR)	26 783	21 438	48 221	81 %
Emprunts libellés en dollars américains (USD)	20 546	(17 564)	2 982	5 %
Emprunts libellés en livres britanniques (GBP)	9 250	(2 414)	6 836	12 %
Emprunts libellés dans d'autres devises	2 609	(1 460)	1 149	2 %
TOTAL DES EMPRUNTS	**59 188**	**-**	**59 188**	**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 2018.

SENSIBILITÉ DE LA DETTE BRUTE DU GROUPE AU RISQUE DE CHANGE

31 décembre 2018 *(en millions d'euros)*	Dette après instruments de couverture convertie en euros	Impact d'une variation défavorable de 10 % du cours de change	Dette après variation défavorable de 10 % du cours de change
Emprunts libellés en euros (EUR)	48 221	-	48 221
Emprunts libellés en dollars américains (USD)	2 982	298	3 280
Emprunts libellés en livres britanniques (GBP)	6 836	684	7 520
Emprunts libellés dans d'autres devises	1 149	115	1 264
TOTAL DES EMPRUNTS	**59 188**	**1 097**	**60 285**

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 2018 [(1)] *(en millions de devises)*	Actifs nets	Emprunts obligataires	Dérivés	Actifs nets après gestion
USD	4 937	1 350	1 480	2 107
CHF (Suisse)	710	-	508	202
GBP (Royaume-Uni)	16 164	5 435	(356)	11 085
CLP (Chili)	(6 663)	-	-	(6 663)
PLN (Pologne)	307	-	153	154
BRL (Brésil)	1 164	-	-	1 164
CNY (Chine)	9 932	-	-	9 932

(1) Actifs nets : vision au 31 décembre 2018 ; dérivés et emprunts obligataires : vision au 31 décembre 2018. 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 titres de dettes et de capitaux propres 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 2018. 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.

SENSIBILITÉ DES ACTIFS NETS AU RISQUE DE CHANGE

	Au 31 décembre 2018			Au 31 décembre 2017		
(en millions de devises)	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	2 107	1 840	184	2 606	2 173	217
CHF (Suisse)	202	179	18	245	209	21
GBP (Royaume-Uni)	11 085	12 392	1 239	9 153	10 316	1 032
CLP (Chili)	(6 663)	(8)	(1)	1 135	2	-
PLN (Pologne)	154	36	4	35	8	1
BRL (Brésil)	1 164	262	26	1 066	268	27
CNY (Chine)	9 932	1 261	126	10 028	1 285	129

Le risque de change sur les titres de dettes et de capitaux propres 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 2018.

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 fixe et taux variable fait l'objet d'un suivi.

Au 31 décembre 2018, la dette du Groupe après instruments de couverture se répartit en 57,2 % à taux fixe et 42,8 % à taux variable.

Une augmentation annuelle uniforme des taux d'intérêt de 1 % entraînerait une augmentation des charges financières d'environ 253 millions d'euros sur la base de la dette brute à taux variable à fin 2018 après couverture.

Le coût moyen de la dette Groupe (taux d'intérêt pondéré des encours) s'établit à 2,87 % fin 2018.

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 2018. L'impact de la variation des taux d'intérêt est stable par rapport à 2017.

STRUCTURE DE LA DETTE DU GROUPE ET SENSIBILITÉ AU RISQUE DE TAUX

31 décembre 2018 *(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	55 810	(21 949)	33 861	-
À taux variable	3 378	21 949	25 327	253
TOTAL DES EMPRUNTS	**59 188**	**-**	**59 188**	**253**

Concernant les actifs financiers, le tableau ci-dessous présente le risque de taux sur les *Floating Rate Notes* (FRN) et les dépôts court terme à taux variables 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 2018 *(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	**2 165**	**(22)**	**2 143**

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 2018) 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 2018), 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 28 % en actions fin 2018, soit un montant actions de 3,1 milliards d'euros.

Au 31 décembre 2018, 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 22,9 % et 8,1 % en actions et fonds actions, ce qui représente un montant actions de 258 millions de livres sterling.

Au 31 décembre 2018, les fonds de British Energy sont investis à hauteur de 8,1 % en actions et fonds actions, soit un montant actions de 505 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'allégement des placements corrélés actions, ce qui conduit au 31 décembre 2018 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 45 « Actifs dédiés d'EDF » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018.

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. Une nouvelle allocation stratégique a été validée au cours de l'année 2018. Cette allocation cible se compose d'un portefeuille de rendement, d'un portefeuille de croissance et d'un portefeuille de taux représentant chacun respectivement 30 %, 40 % et 30 % du portefeuille global. Le portefeuille de rendement est composé d'actifs immobiliers et d'actifs d'infrastructure ; le portefeuille de croissance est composé d'actions et de fonds d'actions (cotés ou non) ; le portefeuille de taux est composé d'obligations, de fonds de dette (cotés ou non), de la créance CSPE et de la trésorerie. Ces portefeuilles sont gérés par la Division Gestion des Actifs Cotés et par EDF Invest (créé en 2013 suite au décret du 24 juillet 2013).

La poche « trésorerie » du portefeuille de taux sert à sécuriser le paiement des prochains décaissements liés à l'objet du passif couvert et peut être renforcée de manière tactique notamment par prudence en cas de crise sur les marchés.

La créance CSPE a été affectée aux actifs dédiés le 13 février 2013 (voir note 45 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018).

La gestion tactique des actifs de croissance et des actifs de taux est assurée autour de plusieurs axes :

- le pilotage de l'exposition entre actifs de croissance et actifs de taux ;
- 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 entre actifs de croissance et actifs de taux 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).

Composition et performance du portefeuille des actifs dédiés d'EDF

COMPOSITION ANALYTIQUE DU PORTEFEUILLE

	31/12/2018	31/12/2017
Actifs de rendement	19,3 %	18,5 %
Actifs de croissance	36,5 %	35,9 %
Actifs de taux	44,2 %	45,6 %
TOTAL	**100 %**	**100 %**

Au 31 décembre 2018, la valeur globale du portefeuille s'élève à 27 689 millions d'euros, contre 28 115 millions d'euros à fin décembre 2017.

La composition du portefeuille est également présentée en note 45 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2018.

COMPOSITION SELON LA CLASSIFICATION DE L'ARTICLE 4 DU DÉCRET N° 2007-243 DU 23 FÉVRIER 2007

	31 décembre 2018		31 décembre 2017	
Catégories *(en millions d'euros)*	**Valeur nette comptable [1]**	**Valeur de réalisation**	**Valeur nette comptable [1]**	**Valeur de réalisation**
CTE (*holding* détenant 100 % des titres RTE) [2]	2 705	2 738	2 705	2 705
Autres titres non cotés	2 333	2 618	2 221	2 505
ACTIFS DE RENDEMENT	**5 038**	**5 356**	**4 926**	**5 210**
OPCVM non exclusivement obligations OCDE	9 370	9 844	8 372	9 942
Couvertures, dépôts, sommes à recevoir	20	45	-	30
Autres titre non cotés	198	219	132	127
ACTIFS DE CROISSANCE	**9 588**	**10 108**	**8 504**	**10 099**
Obligations États OCDE et assimilées	4 362	4 443	4 261	4 363
Obligations personnes morales OCDE hors États	946	950	618	636
OPCVM investissant dans les deux catégories précédentes	4 580	4 647	4 210	4 387
CSPE après couverture	2 060	2 080	3 294	3 349
Autres titres non cotés	114	105	74	71
ACTIFS DE TAUX	**12 062**	**12 225**	**12 457**	**12 806**
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS	**26 688**	**27 689**	**25 887**	**28 115**

(1) Valeur nette comptable dans les comptes sociaux.
(2) Au 31/12/2017 et au 31/12/2018, les actifs dédiés détiennent 50,1 % de la Co-entreprise de Transport d'Électricité (CTE).

(1) Comité interne et organe permanent d'évaluation, de concertation et de décision opérationnelle en matière de gestion des actifs dédiés.

Les tableaux ci-dessous présentent la performance par portefeuille au 31 décembre 2018 et 31 décembre 2017 :

PERFORMANCE DU PORTEFEUILLE DES ACTIFS DÉDIÉS D'EDF

	31/12/2018	Performance de l'exercice 2018	31/12/2017	Performance de l'exercice 2017
(en millions d'euros)	Valeur boursière ou de réalisation	Portefeuille	Valeur boursière ou de réalisation	Portefeuille
Actifs de rendement	5 356	7,0 %	5 210	9,1 %
Actifs de croissance	10 108	- 7,0 %	10 099	12,7 %
Actifs de taux	12 225	- 0,4 %	12 806	1,4 %
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS	**27 689**	**- 1,6 %**	**28 115**	**6,6 %**

DÉCOMPOSITION DE LA PERFORMANCE SELON LA CLASSIFICATION DE L'ARTICLE 4 DU DÉCRET N° 2007-243 DU 23 FÉVRIER 2007

	31/12/2018	Performance de l'exercice 2018	31/12/2017	Performance de l'exercice 2017
(en millions d'euros)	Valeur boursière ou de réalisation	Portefeuille	Valeur boursière ou de réalisation	Portefeuille
Titres CTE affectés [1]	2 738	7,0 %	2 705	7,3 %
Autres titres non cotés [2]	2 942	7,9 %	2 703	11,2 %
OPCVM Actions y.c. dérivés	9 889	- 7,4 %	9 972	12,9 %
Obligations et OPCVM obligataires	10 010	- 0,8 %	9 282	2,1 %
OPCVM monétaires	30	- 0,3 %	104	- 0,1 %
CSPE après couverture	2 080	0,4 %	3 349	0,4 %
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS	**27 689**	**- 1,6 %**	**28 115**	**6,6 %**

(1) Au 31/12/2017 et au 31/12/2018, les actifs dédiés détiennent 50,1 % de la Co-entreprise de Transport d'Électricité (CTE).
(2) EDF Invest hors CTE.

Évolution du portefeuille sur l'année 2018

Du point de vue des marchés financiers, l'année 2018 a connu deux phases. Jusqu'à la fin de l'été, la volatilité est restée globalement faible et les marchés actions sont restés soutenus en particulier grâce au marché américain qui a atteint de nouveaux records. La fin de l'année a été beaucoup plus agitée avec une correction significative, en particulier au mois de décembre. Cette correction s'est accompagnée d'une hausse importante de la volatilité. Les marchés de crédit qui étaient également sur des niveaux records en 2018, avec les *spreads* les plus serrés depuis 2007, ont connu des tensions qui se sont accrues en fin d'année. La Fed a poursuivi sa politique de hausse graduelle des taux provoquant une tension sur les emprunts d'État américains qui ont atteint 3,25 % de taux sur le 10 ans avant que la chute des marchés actions n'entraîne une baisse de ces taux de plus de 0,50 %. En Europe, les tensions autour du budget italien ont provoqué une vive réaction des taux italiens qui sont passés de 1,80 % sur le 10 ans en avril à plus de 3,60 % en octobre avant de refluer vers 2,70 % en fin d'année.

EDF, tout en procédant à des investissements importants issus du remboursement d'une partie de la créance CSPE, a adopté une approche prudente dans ce contexte agité, permettant cependant à EDF Invest de poursuivre la constitution de son portefeuille réparti selon trois classes d'actifs : infrastructures, immobilier et fonds d'investissement.

Sur les actifs de rendement, EDF Invest a clos en novembre 2018, l'acquisition d'une participation minoritaire dans six sociétés au Royaume-Uni (Bicker Fen, Fallago Rig, Fenland, Glass Moor II, Green Rigg, Rusholme) détenant au total 131 éoliennes *onshore* d'une capacité totale de 310 MW auprès d'EDF Renewables.

En décembre 2018, une partie de la participation minoritaire détenue par EDF International dans Nam Theun Power Company (NTPC) a été acquise par EDF Invest, le reste sera acquis en 2019. NTPC est constitué d'un barrage hydroélectrique en exploitation, situé au Laos, avec une capacité installée de 1 070 MW. Il bénéficie d'un contrat de concession long terme. Les revenus sont assurés par des contrats de vente d'électricité de longue durée, conclus avec EGAT (*Electricity Generating Authority of Thailand*) et Électricité du Laos.

Ces nouvelles participations complètent la classe d'actifs « Infrastructures » d'EDF Invest, aux côtés notamment des participations dans CTE, Terega (ex TIGF), Porterbrook, Madrileña Red de Gas, Géosel, Thyssengas, Aéroports de la Côte d'Azur, Autostrade per l'Italia et Q-Park et permettent une diversification du portefeuille d'EDF Invest dans les énergies renouvelables.

La performance annuelle d'EDF Invest hors CTE s'établit en 2018 à 7,9 % et à 7,5 % y compris CTE. La valorisation du portefeuille, y compris CTE, s'élève à 5,7 milliards d'euros au 31 décembre 2018.

Sur les actifs de croissance, des achats de protection ont été mis en place fin juin sous la forme de *puts spreads* sur le S&P 500. Ces options d'une maturité à l'origine de 1 an ont été conservées. Elles ont joué leur rôle protecteur au sein de la poche croissance lors de la forte chute de fin d'année. Néanmoins, la performance de - 7 % sur les actifs de croissance reste largement imputable aux actions cotées. La politique d'investissement initiée il y a 5 ans sur cette partie cotée est maintenue avec le renforcement de la part de la gestion indicielle, en particulier sur le marché américain.

Sur les actifs de taux, le positionnement du portefeuille a aussi été très prudent à trois niveaux : maintien d'une sensibilité globale faible afin de limiter le risque de duration dans un environnement de taux faibles, cession d'une partie importante du portefeuille crédit *Investment Grade* et, réduction importante de l'exposition au risque d'État italien. Ce n'est qu'en fin d'année que les montants très importants de monétaire accumulés par ces opérations ont commencé à être réinvestis sur des actifs de crédit, mais toujours en privilégiant des maturités courtes afin de profiter du portage tout en limitant les risques.

En 2018, les actifs dédiés ont enregistré une performance globale avants (impacts réserves et résultat) de - 23 millions d'euros, dont + 31 millions d'euros pour la CSPE (+ 46 millions d'euros avant impôts), + 283 millions d'euros pour les titres CTE affectés, et - 337 millions d'euros d'autres titres (- 641 millions d'euros avant impôts).

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 des actions cotées des actifs dédiés d'EDF à fin décembre 2018 s'élève à 9 889 millions d'euros. La volatilité des actions cotées s'établissait à fin décembre 2018 à 14,3 % sur la base de 52 performances hebdomadaires, comparée à 6,0 % à fin 2017. En appliquant cette volatilité à la valeur des actifs

actions cotées à la même date, le Groupe estime la volatilité annuelle de la part actions des actifs dédiés à 1 414 millions d'euros.

À fin décembre 2018, la sensibilité des obligations cotées (10 010 millions d'euros) s'établissait à 5,3, 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 530 millions d'euros. La sensibilité était de 5,1 à fin décembre 2017.

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 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 risque de contrepartie du Groupe s'est accru avec la procédure de sauvegarde engagée aux États-Unis par le groupe PG&E, auquel EDF Renouvelables est exposé à hauteur de plusieurs centaines de millions d'euros en raison des PPA conclus, et en raison des difficultés du groupe GE.

Le tableau ci-dessous détaille la répartition par classe de *rating* des expositions consolidées du groupe EDF au risque de contrepartie. À fin septembre 2018, les expositions du Groupe sont à 90 % 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 31/03/2018	91 %	7 %	2 %	100 %
au 30/09/2018	90 %	8 %	2 %	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 31/03/2018	6 %	1 %	9 %	78 %	6 %	100 %
au 30/09/2018	6 %	1 %	11 %	75 %	7 %	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 collateral* 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. 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 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.

(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.

En ce qui concerne l'électricité France, EDF est exposé à une très forte incertitude sur son exposition nette du fait de l'optionalité 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. Ce risque est d'autant plus élevé que le prix énergie + capacité sur le marché de gros est proche du prix de l'ARENH (42 €/MWh).

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 4 fois par an au Comité exécutif. Les processus de contrôle sont régulièrement évalués et audités.

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 2018. 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 2018, l'engagement d'EDF Trading sur les marchés a été encadré par une limite de VaR (*Value at Risk*) de 35 millions d'euros, une limite de capital en risque pour contrats long terme et une limite de capital en risque pour opérations sur marchés illiquides de 250 millions d'euros chacune et une limite *stop-loss* de 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 son instauration, le *stop-loss* n'a par ailleurs jamais été activé.

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 2018. 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 2018.

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** : les couvertures découlant de la participation d'EDF à la mutuelle OIL apportent une protection contre les dommages matériels en zone froide, tant en France qu'au Royaume-Uni, en dehors des conséquences d'un accident nucléaire, de 60 % de 400 millions de dollars en excédent d'une franchise de 15 millions de dollars ;
- jusqu'au 30 septembre 2018, en complément de cette couverture, 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 étaient 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) pour une capacité totale de 1 760 millions d'euros au-delà d'un montant de 240 millions d'euros.
- À compter du 1er octobre 2018 :
  - en France, la protection apportée par OIL est complétée, pour les conséquences d'un accident nucléaire, y compris les frais de décontamination du site, par une couverture d'assurance de 90 millions d'euros en excédent d'une franchise de 10 millions d'euros faisant appel à la mutuelle nucléaire EMANI, à Axa et Allianz (réassurés par Assuratome), ainsi qu'à Wagram Insurance Company DAC (réassurée par Océane Re, la captive de réassurance du Groupe) ;
  - au Royaume-Uni, la protection est complétée pour les conséquences d'un accident nucléaire, y compris les frais de décontamination du site, par un programme d'assurance d'une capacité totale de 1 510 millions d'euros au-delà d'un montant de 240 millions d'euros fourni par la mutuelle nucléaire EMANI, le *pool* nucléaire britannique NRI et Northcourt qui regroupe des assureurs britanniques spécialisés.

Par ailleurs, en liaison avec les activités de CENG aux États-Unis, EDF Inc. est membre de NEIL [(4)] :

- **les dommages aux marchandises transportées** : ce programme couvre les dommages aux biens en cours de transport pour 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 transposé 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

(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.

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 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 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 a pris effet au 18 février 2016 pour une période de trois ans et elle est répartie entre le marché de l'assurance nucléaire (AXA, réassurée par Assuratome, *pool* nucléaire français), les captives du Groupe et la mutuelle nucléaire ELINI.

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 de ce contrat y ont été intégrées.

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 britannique 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, l'équivalent en livres sterling d'un plafond de 1,2 milliard d'euros.

EDF Energy est actuellement assurée par ELINI et Wagram Insurance Company DAC. La société captive de réassurance du Groupe, 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 en matière de responsabilité civile de l'exploitant nucléaire. 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, tels que les EPR de Flamanville et d'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) ;
- **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 ;
- **la couverture *Cyber risk*** : depuis le 1er 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.

Le montant total des primes des assurances du Groupe, tous types de couvertures confondus, s'élève à 248 millions d'euros en 2018.

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						Article D. 441 I.-2° : factures émises non réglées à la date de clôture de l'exercice dont le terme est échu					
	0 jour	1 à 30 jours	31 à 60 jours	61 à 90 jours	91 jours et plus	Total (1 jour et plus)	0 jour	1 à 30 jours	31 à 60 jours	61 à 90 jours	91 jours et plus	Total (1 jour et plus)
(A) TRANCHES DE RETARD DE PAIEMENT												
Nombre de factures concernées	80 869				-	4 967	3 703 114					7 076 458
Montant total des factures concernées (TTC) (en millions d'euros)	2 323	9	5	1	-	15	1 056	250	71	56	631	1 008
% du montant total des achats de l'exercice	4,7	-	-	-	-	-						
% du chiffre d'affaires de l'exercice (TTC)							1,8	0,4	0,1	0,0	1,1	1,7
(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 2018, le Groupe a recensé 181 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 ;
- Bahreïn
- Bénin ;
- Cambodge ;
- Chine :
  - Taïshan.
- Afrique du Sud ;
- Cap Vert ;
- Qatar.

(1) Sur le plan fiscal, la liste représente les établissements stables à l'étranger.

5.2 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

- Mi-février 2019, EDF Renouvelables a annoncé être entré en négociations exclusives pour l'acquisition de 100 % du fournisseur d'énergie solaire Luxel. Le groupe Luxel, dont le siège social est situé dans l'Hérault, détient un parc de 90 MWc bruts, exploite près de 130 MWc (majoritairement dans le sud de la France) et détient un portefeuille de projets d'environ 900 MWc. Au travers de cette acquisition, le groupe EDF souhaite se donner des moyens complémentaires pour mettre en œuvre son Plan Solaire, qui vise à atteindre 30 % de parts de marché dans le solaire en France entre 2020 et 2035. (cf. CP du 15 février 2019 d'EDF Renouvelables).
- Le 5 mars 2019, Edison et Ansaldo Energia ont annoncé un accord pour un investissement dans un nouveau cycle combiné gaz en Italie sur le site de Marghera Levante (Vénétie), avec une capacité de 780 MW et un rendement énergétique de 63 %. L'investissement total, d'environ 300 millions d'euros, contribuera à la réduction des émissions moyennes de CO_2 et NO_x du parc thermique italien. (cf. CP du 5 mars 2019 d'Edison et Ansaldo Energia).

5.3 ÉVOLUTION DES PRIX DE MARCHÉ EN JANVIER ET FÉVRIER 2019

Les prix spot (du jour pour le lendemain) de l'électricité en France se sont établis en moyenne à 54,3 €/MWh en base et 62,6 €/MWh en pointe en janvier-février 2019, en hausse de respectivement 12,8 €/MWh et 12,9 €/MWh par rapport à la même période en 2018. Cette hausse a été portée par le mois de janvier (+26,2 €/MWh en base vs. janvier 2018) où la consommation a augmenté de 5,2 TWh par rapport à 2018 en raison de températures inférieures de 3,7 °C à celles de janvier 2018. En cause également, l'augmentation du prix du CO_2 qui tire les coûts de fonctionnement des centrales thermiques à la hausse. Les prix de février ont par contre connu une baisse de 2,1 €/MWh en base par rapport à 2018 en raison de températures plus clémentes en 2019 limitant la consommation (-6,5 TWh vs. février 2018), baisse de prix atténuée par l'augmentation du prix du CO_2. Les prix spot allemands se sont de leur côté établis en moyenne à 46,3 €/MWh en base et 55,5 €/MWh en pointe, en hausse de respectivement 11,8 €/MWh et 12,8 €/MWh par rapport à ceux de janvier-février 2018, portés notamment par la hausse du prix du CO_2 et la baisse des températures sur janvier.

Fin février 2019, les prix des contrats annuels français pour livraison en 2020 cotaient à 51,3 €/MWh en base et à 66,2 €/MWh en pointe. Un an plus tôt, les prix à terme français de l'électricité pour livraison en base et en pointe en 2019 clôturaient le mois de février à 39,3 €/MWh et 50,8 €/MWh. Cette hausse des prix s'explique essentiellement par celle des cours des commodités, notamment le CO_2.

Sur la période janvier-février 2019, le prix spot du gaz sur le marché français s'est établi en moyenne à 20,2 €/MWh, en hausse de 0,5 €/MWh par rapport au prix moyen de janvier-février 2018 et ce malgré des niveaux de stockage plus élevés cette année. Cette légère hausse masque des variations très contrastées entre janvier et février. En janvier, le prix a augmenté de 3,2 €/MWh par rapport au même mois en 2018. La demande a en effet été plus élevée en 2019 en raison de températures moyennes 3,7 °C en-dessous de celles de janvier 2018. Au contraire, le mois de février a été 4,6 °C plus chaud qu'en 2018, réduisant la demande de gaz, et donc orientant le prix à la baisse (-2,4 €/MWh vs. février 2018).

Fin février, le prix du Brent s'est établi à 66,0 $/bbl, en légère hausse par rapport à fin février 2018 (+0,3 $/bbl). Après avoir connu une hausse quasi-continue entre juillet 2017 et septembre 2018 pour dépasser les 85 $/bbl début octobre, le prix du pétrole a ensuite chuté jusqu'à atteindre 50,5 $/bbl à Noël. Cette baisse s'explique par un repli des places financières mondiales, par une crainte de surabondance de l'offre suite à des prévisions de baisse de la croissance mondiale et donc de la demande, ainsi que par une augmentation de la production en Russie et aux Etats-Unis. Le cours du pétrole a rebondi fin décembre en raison de la limitation de production des pays membres de l'OPEP, en particulier l'Arabie Saoudite, et des sanctions contre le pétrole vénézuélien pour repasser au-dessus de 65 $/bbl en février.

Le prix du charbon pour livraison en Europe en 2020 a terminé le mois de février 2019 à 80,8 $/t, en hausse de 1,5 $/t par rapport au prix de clôture fin février 2018 du contrat 2019. Après une baisse entre février et mars 2018 en raison de la baisse du prix du pétrole et d'une offre abondante en Asie, le prix du charbon a connu une forte hausse jusqu'en septembre, porté par la reprise du prix du pétrole et une hausse de la demande chinoise et indienne. Après avoir approché la barre 100 $/t le 3 octobre, les prix est reparti à la baisse sur le dernier trimestre suite au recul du prix du pétrole, à la limitation des importations chinoises et à des stocks importants dans les ports du Bénélux. Cette tendance baissière s'est confirmée début 2019 en raison d'une demande chinoise à moyen terme en berne et d'une demande court-terme plus faible que prévue, l'hiver étant relativement doux.

Le prix du certificat d'émission de CO_2 pour livraison en décembre 2019 a clôturé le mois de février à 21,7 €/t, alors qu'il s'établissait à 10,1 €/t fin février 2018 pour livraison en décembre 2018. Les prix ont en effet connu une forte hausse entre janvier et septembre 2018 en raison de l'accord sur la réforme EU-ETS pour la période 2021-2030 visant à réduire le nombre de quotas en circulation, hausse intensifiée par le retour d'acteurs spéculatifs sur le marché. Depuis septembre, les prix ont été très volatils, évoluant entre 15 et 25 €/t au gré de l'avancée des négociations autour du Brexit. D'autre part, les prix ont été tirés à la baisse fin janvier suite à la recommandation de la Commission sur la Sortie du Charbon en Allemagne d'une fermeture progressive de l'ensemble du parc lignite et charbon allemand, avec des déclassements pouvant avoir lieu dès 2022.

5.4 PERSPECTIVES

Les prévisions et estimations chiffrées de la section « 5.4 Perspectives » ont été établies et consolidées sur des bases comparables avec l'information financière historique et les politiques comptables du groupe EDF au 31 décembre 2018. De ce fait, elles n'incluent pas l'effet de l'application par le Groupe au 1er janvier 2019 de la norme IFRS 16 « Locations ».

Objectifs 2019 (1)

- **EBE** (2) : compris entre 15,3 et 16,0 milliards d'euros ;
- **Charges opérationnelles** (3) : réduction d'environ 1,1 milliard d'euros par rapport à 2015 ;
- **Cash-flow** hors Hinkley Point C et Linky : > 0.

Ambitions 2019-2020 (1)

- **Investissements nets totaux** (4) hors acquisitions et cessions du Groupe 2019-2020 : environ 15 milliards d'euros par an ;
- **Cessions Groupe 2019-2020** : entre 2 à 3 milliards d'euros ;
- **Endettement financier net/EBE** (2) : ≤ 2,5x ;
- **Taux de distribution cible du résultat net courant** (5) (6) : 45 % - 50 %.

(1) Avant application d'IFRS 16. À environnement légal et régulatoire inchangé en France.

(2) Sur la base du périmètre et des taux de change au 1er janvier 2019 et d'hypothèses de production nucléaire France de 395 TWh. À conditions de prix de début février 2019 (environ 50 €/MWh) pour les volumes France 2020 non couverts.

(3) 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.

(4) Intégrant le scénario du Groupe sur le coût à terminaison et le calendrier d'achèvement du projet Flamanville 3.

(5) Avec l'État engagé à opter pour un paiement en actions pour le solde 2018 et au titre des exercices 2019 et 2020.

(6) Ajusté de la rémunération des emprunts hybrides comptabilisés en fonds propres.



6. ÉTATS FINANCIERS

6.1 COMPTES CONSOLIDÉS 314
Compte de résultat consolidé 314
État du résultat global consolidé 315
Bilan consolidé 316
Tableau de flux de trésorerie consolidé 317
Variation des capitaux propres consolidés 318

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS 322

6.2 RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES CONSOLIDÉS 430

6.3 COMPTES SOCIAUX 433
Compte de résultat 433
Bilan 434
Tableau de flux de trésorerie 436

ANNEXE AUX COMPTES SOCIAUX 437

6.4 RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES ANNUELS 490

6.5 TABLEAU DES RÉSULTATS DES CINQ DERNIERS EXERCICES 493

6.6 POLITIQUE DE DISTRIBUTION DE DIVIDENDES 494
6.6.1 Dividendes et acomptes sur dividendes versés au cours des trois derniers exercices 494
6.6.2 Politique de distribution, dividende majoré 494
6.6.3 Délai de prescription 494

6.7 CHANGEMENT SIGNIFICATIF DE LA SITUATION FINANCIÈRE OU COMMERCIALE 495

6.8 INFORMATIONS RELATIVES À L'ALLOCATION DES FONDS LEVÉS DANS LE CADRE DES OBLIGATIONS VERTES (GREEN BONDS) ÉMISES PAR EDF 495
Utilisation des fonds levés 495
Évaluation et sélection des projets éligibles financés 495
Gestion des fonds levés 495
Reporting 495

6.1 COMPTES CONSOLIDÉS

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 2017 (établis selon les normes comptables internationales) et le rapport des contrôleurs légaux y afférents, figurant respectivement au chapitre 6, section 6.1 (pages 296 à 408) et 6.2 (pages 409 et 412) du document de référence 2017 du groupe EDF ;
- 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 pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 établis conformément aux normes IAS-IFRS, figurent ci-après. Ils seront soumis à l'approbation de l'Assemblée générale le 16 mai 2019.

COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ

(en millions d'euros)	Notes	2018	2017 retraité (1)
Chiffre d'affaires	7	68 976	64 892
Achats de combustible et d'énergie	8	(33 012)	(32 901)
Autres consommations externes	9	(9 364)	(8 739)
Charges de personnel	10	(13 690)	(12 456)
Impôts et taxes	11	(3 697)	(3 541)
Autres produits et charges opérationnels	12	6 052	6 487
Excédent brut d'exploitation		**15 265**	**13 742**
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading*		(224)	(355)
Dotations aux amortissements		(9 006)	(8 537)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession		(50)	(58)
(Pertes de valeur)/reprises	13	(598)	(518)
Autres produits et charges d'exploitation	14	(105)	1 363
Résultat d'exploitation		**5 282**	**5 637**
Coût de l'endettement financier brut	15.1	(1 716)	(1 778)
Effet de l'actualisation	15.2	(3 486)	(2 959)
Autres produits et charges financiers	15.3	393	2 501
Résultat financier	**15**	**(4 809)**	**(2 236)**
Résultat avant impôts des sociétés intégrées		**473**	**3 401**
Impôts sur les résultats	16	149	(147)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des co-entreprises	23	569	35
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ		**1 191**	**3 289**
Dont résultat net – part du Groupe		**1 177**	**3 173**
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		**14**	**116**
Résultat net part du Groupe par action en euros :	**17**		
Résultat par action		0,20	0,98
Résultat dilué par action		0,20	0,98

(1) Les comptes consolidés de l'exercice 2017 ont été retraités de la norme IFRS 15 (voir note 2.1). S'agissant d'IFRS 9, applicable à compter du 1er janvier 2018, les données comparatives n'ont pas été retraitées, conformément aux dispositions transitoires de la norme.

ÉTAT DU RÉSULTAT GLOBAL CONSOLIDÉ

(en millions d'euros)	2018 Part du Groupe	2018 Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	2018 Total	2017 Part du Groupe	2017 Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	2017 Total
Résultat net consolidé	**1 177**	**14**	**1 191**	**3 173**	**116**	**3 289**
Juste valeur des instruments de couverture – variation brute [1]	34	(19)	15	1 513	4	1 517
Juste valeur des instruments de couverture – effets d'impôt	(89)	-	(89)	(361)	(2)	(363)
Juste valeur des instruments de couverture – quote-part des entreprises associées et des co-entreprises	(7)	-	(7)	6	-	6
Variation de juste valeur des instruments financiers de couverture	***(62)***	***(19)***	***(81)***	***1 158***	***2***	***1 160***
Écarts de conversion des entités contrôlées	(38)	(79)	(117)	(970)	(169)	(1 139)
Écarts de conversion des entreprises associées et des co-entreprises	117	-	117	(531)	-	(531)
Écarts de conversion	***79***	***(79)***	***-***	***(1 501)***	***(169)***	***(1 670)***
Juste valeur des titres de dettes – variation brute [1] [2]	(115)	-	(115)	-	-	-
Juste valeur des titres de dettes – effets d'impôt	42	-	42	-	-	-
Juste valeur des titres de dettes – quote-part des entreprises associées et des co-entreprises	(1)	-	(1)	-	-	-
Juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente – variation brute [1]	-	-	-	107	-	107
Juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente – effets d'impôt	-	-	-	(61)	-	(61)
Juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente – quote-part des entreprises associées et des co-entreprises	-	-	-	77	-	77
Variation de juste valeur des titres de dettes et actifs financiers disponibles à la vente	***(74)***	***-***	***(74)***	***123***	***-***	***123***
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres recyclables en résultat	**(57)**	**(98)**	**(155)**	**(220)**	**(167)**	**(387)**
Juste valeur des titres de capitaux propres – variation brute [2]	(37)	-	(37)	-	-	-
Juste valeur des titres de capitaux propres – effets d'impôt	-	-	-	-	-	-
Juste valeur des titres de capitaux propres – quote-part des entreprises associées et des co-entreprises	-	-	-	-	-	-
Variation de juste valeur des titres de capitaux propres	***(37)***	***-***	***(37)***	***-***	***-***	***-***
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – variation brute [3]	3 141	11	3 152	1 061	60	1 121
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – effets d'impôt	(309)	(1)	(310)	(337)	(12)	(349)
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – quote-part des entreprises associées et des co-entreprises	69	-	69	16	-	16
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi	***2 901***	***10***	***2 911***	***740***	***48***	***788***
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres non recyclables en résultat	**2 864**	**10**	**2 874**	**740**	**48**	**788**
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	**2 807**	**(88)**	**2 719**	**520**	**(119)**	**401**
RÉSULTAT GLOBAL CONSOLIDÉ	**3 984**	**(74)**	**3 910**	**3 693**	**(3)**	**3 690**

(1) Les variations brutes de juste valeur transférées en résultat relatives aux titres de dettes et de capitaux propres et aux instruments financiers de couverture sont présentées respectivement en notes 36.2 et 41.4.
(2) Conformément aux dispositions transitoires d'IFRS 9, les chiffres comparatifs n'ont pas été retraités. Voir note 2.2 pour plus de détail sur les modalités de transition.
(3) Les variations brutes des écarts actuariels sont présentées en note 31.1.2.

BILAN CONSOLIDÉ

ACTIF

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2018	31/12/2017 retraité [1]
Goodwill	18	10 195	10 036
Autres actifs incorporels	19	9 918	8 896
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	20	56 515	54 739
Immobilisations en concessions des autres activités	21	7 339	7 607
Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	22	78 252	75 622
Participations dans les entreprises associées et les co-entreprises	23	8 287	7 249
Actifs financiers non courants	36	37 104	36 787
Autres débiteurs non courants	26	1 796	2 168
Impôts différés actifs	16.3	978	1 220
Actif non courant		**210 384**	**204 324**
Stocks	24	14 227	14 138
Clients et comptes rattachés	25	15 910	16 843
Actifs financiers courants	36	31 143	24 953
Actifs d'impôts courants		869	673
Autres débiteurs courants	26	7 346	7 219
Trésorerie et équivalents de trésorerie	37	3 290	3 692
Actif courant		**72 785**	**67 518**
Actifs détenus en vue de leur vente	43	-	-
TOTAL DE L'ACTIF		**283 169**	**271 842**

CAPITAUX PROPRES ET PASSIF

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2018	31/12/2017 retraité [1]
Capital	27	1 505	1 464
Réserves et résultats consolidés		42 964	39 893
Capitaux propres – part du Groupe		***44 469***	***41 357***
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	27.5	8 177	7 341
Total des capitaux propres	**27**	**52 646**	**48 698**
Provisions liées à la production nucléaire – Aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs	28	49 204	46 410
Autres provisions pour déconstruction	28	2 033	1 977
Provisions pour avantages du personnel	31	17 627	20 630
Autres provisions	28	2 908	2 356
Provisions non courantes	***28***	***71 772***	***71 373***
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	33	46 924	46 323
Passifs financiers non courants	38	52 129	51 365
Autres créditeurs non courants	35	4 896	4 864
Impôts différés passifs	16.3	1 987	2 362
Passif non courant		**177 708**	**176 287**
Provisions courantes	28	6 010	5 484
Fournisseurs et comptes rattachés	34	13 421	13 994
Passifs financiers courants	38	17 167	11 142
Dettes d'impôts courants		205	187
Autres créditeurs courants	35	16 012	16 050
Passif courant		**52 815**	**46 857**
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	43	-	-
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF		**283 169**	**271 842**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées de la norme IFRS 15 (voir note 2.1.3.2).

TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉ

(en millions d'euros)	Notes	2018	2017
Opérations d'exploitation :			
Résultat avant impôt des sociétés intégrées		**473**	**3 401**
Pertes de valeur/(reprises)		598	518
Amortissements, provisions et variations de juste valeur		13 180	9 980
Produits et charges financiers		729	764
Dividendes reçus des entreprises associées et des co-entreprises		387	243
Plus ou moins-values de cession		(1 014)	(2 739)
Variation du besoin en fonds de roulement	44.1	462	1 476
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		***14 815***	***13 643***
Frais financiers nets décaissés		(1 062)	(1 209)
Impôts sur le résultat payés		(389)	(771)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation		**13 364**	**11 663**
Opérations d'investissement :			
Investissements en titres de participation déduction faite de la trésorerie acquise		(484)	(2 463)
Cessions de titres de participation déduction faite de la trésorerie cédée [(1)]		1 261	2 472
Investissements incorporels et corporels	44.2	(16 186)	(14 747)
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles		611	1 140
Variations d'actifs financiers		(2 367)	1 885
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement		**(17 165)**	**(11 713)**
Opérations de financement :			
Augmentation de capital EDF		-	4 005
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle [(2)]		1 548	481
Dividendes versés par EDF	27.3	(511)	(109)
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle		(183)	(183)
Achats/ventes d'actions propres		(3)	(6)
Flux de trésorerie avec les actionnaires		***851***	***4 188***
Émissions d'emprunts		5 711	2 901
Remboursements d'emprunts		(2 844)	(6 304)
Émissions de titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI)	3.5	1 243	-
Rachats de titres subordonnés à durée indéterminée	3.6	(1 329)	-
Rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée	27.4	(584)	(565)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession		131	144
Subventions d'investissement reçues		351	348
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement		***2 679***	***(3 476)***
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement		**3 530**	**712**
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		**(271)**	**662**
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE		**3 692**	**2 893**
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		(271)	662
Incidence des variations de change		(95)	(13)
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie		13	21
Incidence des reclassements		(49)	129
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	**37**	**3 290**	**3 692**

(1) Incluant en 2018, la cession de la société Dunkerque LNG (voir note 3.3) pour un montant de 966 millions d'euros.
Incluant en 2017, la cession partielle de CTE pour un montant de 1 282 millions d'euros (voir note 3.11.3).

(2) Apports par augmentations de capital, ou réductions de capital et acquisitions d'intérêts complémentaires ou cessions d'intérêts dans des sociétés contrôlées. Comprend en 2018, un montant de 797 millions d'euros relatif à la cession de 49 % des titres de parcs éoliens d'EDF Renewables (voir note 3.8.2) et un montant de 743 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. (501 millions d'euros au 31 décembre 2017).

VARIATION DES CAPITAUX PROPRES CONSOLIDÉS

La variation des capitaux propres du 1er janvier au 31 décembre 2018 se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Capital	Actions propres	Écarts de conversion [1]	Écarts de réévaluation des instruments financiers (OCI recyclable) [2]	Autres réserves consolidées et résultat [3]	Capitaux propres part du Groupe	Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total capitaux propres
CAPITAUX PROPRES PUBLIÉS 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 [4]	409	-	-	-	5 018	5 427	-	5 427
Autres variations [5]	-	-	-	-	(93)	(93)	603	510
CAPITAUX PROPRES PUBLIÉS AU 31/12/2017	**1 464**	**(40)**	**136**	**(306)**	**40 103**	**41 357**	**7 341**	**48 698**
Retraitements IFRS 9 (voir note 2.2.2.5)	-	-	-	(1 414)	1 414	-	-	-
CAPITAUX PROPRES RETRAITÉS AU 01/01/2018	**1 464**	**(40)**	**136**	**(1 720)**	**41 517**	**41 357**	**7 341**	**48 698**
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	-	-	79	(136)	2 864	2 807	(88)	2 719
Résultat net	-	-	-	-	1 177	1 177	14	1 191
Résultat global consolidé	**-**	**-**	**79**	**(136)**	**4 041**	**3 984**	**(74)**	**3 910**
Rémunération des TSDI	-	-	-	-	(584)	(584)	-	(584)
Émissions/rachats TSDI (voir notes 3.5 et 3.6)	-	-	-	-	(86)	(86)	-	(86)
Dividendes distribués	-	-	-	-	(1 360)	(1 360)	(183)	(1 543)
Achats/ventes d'actions propres	-	(16)	-	-	-	(16)	-	(16)
Augmentation de capital d'EDF [6]	41	-	-	-	806	847	-	847
Autres variations [7]	-	-	-	-	327	327	1 093	1 420
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2018	**1 505**	**(56)**	**215**	**(1 856)**	**44 661**	**44 469**	**8 177**	**52 646**

(1) Les écarts de conversion varient de 79 millions d'euros au 31 décembre 2018 et sont principalement liés à l'appréciation du dollar par rapport à l'euro partiellement compensée par la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

(2) Les variations de réserves recyclables en résultat (Other Comprehensive Income – OCI Recyclable) sont détaillées dans l'état du Résultat Global. Elles correspondent, d'une part, aux effets des évaluations en valeur de marché des titres de dettes ainsi que des instruments financiers de couverture de flux de trésorerie et d'investissements nets à l'étranger, et d'autre part, aux montants transférés en résultat au titre du recyclage pour les contrats de couverture dénoués et les titres de dettes cédés.

(3) Les variations de juste valeur en OCI non recyclable sont présentées dans la colonne « Autres réserves consolidées et résultat ».

(4) 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, 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.

(5) En 2017, 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 3.11.2), les actionnaires minoritaires détenant 24,5 % du capital.

(6) En 2018, la variation du capital et des autres réserves consolidées (prime d'émission) est liée au paiement en actions du solde de dividendes au titre de 2017 pour un montant de 847 millions d'euros (voir note 27.3).

(7) En 2018, les variations des réserves consolidées et des capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle incluent notamment l'effet de la cession de 49 % des parcs éoliens d'EDF Renewable Ltd. (voir note 3.8.2). Les « autres variations » des capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle incluent également des augmentations de capital versées par CGN dans NNB Holding Ltd. et Sizewell C Holding Co pour 743 millions d'euros et les effets de la cession de Dunkerque LNG pour (433) millions d'euros.

SOMMAIRE DE L'ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS

Note 1 Référentiel comptable du Groupe 323
1.1 Déclaration de conformité et référentiel comptable du Groupe 323
1.2 Évolutions du référentiel comptable 323
1.3 Résumé des principales méthodes comptables et d'évaluation 324

Note 2 Comparabilité des exercices 339
2.1 IFRS 15 – Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients 339
2.2 IFRS 9 – Instruments financiers 340

Note 3 Événements et transactions significatifs 342
3.1 Le premier des deux EPR de la centrale nucléaire de Taishan en Chine entre en exploitation commerciale 342
3.2 Cession d'un portefeuille de plus de 200 actifs à usage de bureaux et d'activités par le groupe EDF à Colony Capital 342
3.3 Finalisation de la cession de la participation d'EDF au capital de Dunkerque LNG 342
3.4 Émissions obligataires : EDF lève 3,75 milliards de dollars américains et 1 milliard d'euros 343
3.5 Émissions d'obligations hybrides 343
3.6 Rachat de certaines souches d'obligations hybrides 343
3.7 Syndication d'une ligne de crédit innovante indexée sur des critères ESG 343
3.8 EDF Renouvelables 343
3.9 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 ») 344
3.10 Projet EPR de Flamanville 3 344
3.11 Opérations et événements majeurs de l'exercice 2017 345

Note 4 Évolutions réglementaires en France 346
4.1 Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) 346
4.2 Tarifs réglementés de ventes d'électricité en France (TRV – Tarifs bleus) 346
4.3 Tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (Turpe) 347
4.4 Compensation des charges de service public de l'énergie (CSPE) 348
4.5 Mécanisme de capacité 349
4.6 Certificats d'Économies d'Énergie (CEE) 349
4.7 ARENH 349

Note 5 Évolutions du périmètre de consolidation 350
5.1 Framatome – finalisation de la comptabilisation du regroupement d'entreprises 350
5.2 Acquisition d'un projet de parc éolien en mer de 450 MW en Écosse 351
5.3 Edison finalise l'acquisition de Edison Énergie (ex Gas Natural Vendita Italia) 351

Note 6 Informations sectorielles 352
6.1 Informations par secteur opérationnel 352
6.2 Chiffre d'affaires en provenance de clients tiers ventilé par groupes de produits ou services 354

COMPTE DE RÉSULTAT 355

Note 7 Chiffre d'affaires 355

Note 8 Achats de combustible et d'énergie 355

Note 9 Autres consommations externes 355

Note 10 Charges de personnel 356
10.1 Charges de personnel 356
10.2 Effectifs moyens 356

Note 11 Impôts et taxes 356

Note 12 Autres produits et charges opérationnels 357
12.1 Subventions d'exploitation 357
12.2 Résultats de déconsolidation et de cession d'immobilisations 357
12.3 Autres produits et charges 357

Note 13 Pertes de valeur/reprises 358
13.1 Pertes de valeur par catégorie d'immobilisations 358
13.2 Tests de perte de valeur sur les goodwill, actifs incorporels et corporels 358

Note 14 Autres produits et charges d'exploitation 361

Note 15 Résultat financier 361
15.1 Coût de l'endettement financier brut 361
15.2 Effet de l'actualisation 361
15.3 Autres produits et charges financiers 361

Note 16 Impôts sur les résultats 362
16.1 Ventilation de la charge d'impôt 362
16.2 Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective (preuve d'impôt) 362
16.3 Variation des actifs et passifs d'impôts différés 363
16.4 Ventilation des impôts différés par nature 363

Note 17 Résultat net et résultat net dilué par action 364

ACTIFS ET PASSIFS D'EXPLOITATION, CAPITAUX PROPRES 365

Note 18 Goodwill 365

6.

18.1 Variation des goodwill 365
18.2 Répartition des goodwill par secteur opérationnel 365

Note 19 Autres actifs incorporels 366

Note 20 Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France 367

20.1 Valeur nette des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France 367
20.2 Variation des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France (hors immobilisations en cours) 367

Note 21 Immobilisations en concessions des autres activités 368

21.1 Valeur nette des immobilisations en concessions des autres activités 368
21.2 Variation des immobilisations en concessions des autres activités (hors immobilisations en cours) 368

Note 22 Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre 369

22.1 Valeur nette des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre 369
22.2 Variation des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre (hors immobilisations en cours et financées par location-financement) 369
22.3 Contrats de location-financement 370

Note 23 Participations dans les entreprises associées et les co-entreprises 371

23.1 Co-entreprise de transport d'électricité (CTE) 371
23.2 CENG 372
23.3 Taishan 373
23.4 Alpiq 373

Note 24 Stocks 374

Note 25 Clients et comptes rattachés 375

25.1 Créances échues/non échues 375
25.2 Opérations de mobilisation de créances 375
25.3 Information sur les actifs sur contrat 375

Note 26 Autres débiteurs 376

Note 27 Capitaux propres 377

27.1 Capital social 377
27.2 Actions propres 377
27.3 Distributions de dividendes 377
27.4 Instruments de capitaux propres 377
27.5 Participations ne donnant pas le contrôle (intérêts minoritaires) 378

Note 28 Provisions 379

Note 29 Provisions liées à la production nucléaire – aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs 380

29.1 Provisions nucléaires en France 380
29.2 Provisions nucléaires d'EDF Energy 386

Note 30 Autres provisions pour déconstruction 388

Note 31 Provisions pour avantages du personnel 389

31.1 Groupe EDF 389
31.2 France (activités régulées et activités de production et commercialisation) 390
31.3 Royaume-Uni 393

Note 32 Autres provisions 396

Note 33 Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France 396

Note 34 Fournisseurs et comptes rattachés 396

Note 35 Autres créditeurs 397

35.1 Avances et acomptes reçus 397
35.2 Dettes fiscales 397
35.3 Produits constatés d'avance sur contrats long terme 397
35.4 Autres dettes 397
35.5 Information sur les passifs sur contrats 397

ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS 398

Note 36 Actifs financiers courants et non courants 398

36.1 Répartition entre les actifs financiers courants et non courants 398
36.2 Titres de dettes et de capitaux propres 398
36.3 Prêts et créances financières 399
36.4 Variation des actifs financiers hors dérivés 399

Note 37 Trésorerie et équivalents de trésorerie 400

Note 38 Passifs financiers courants et non courants 401

38.1 Répartition courant/non courant des passifs financiers 401
38.2 Emprunts et dettes financières 401
38.3 Endettement financier net 404

Note 39 Autres informations sur les actifs et passifs financiers 405

39.1 Juste valeur des instruments financiers 405
39.2 Compensation d'actifs et de passifs financiers 406

Note 40 Gestion des risques marchés et de contrepartie 407

Note 41 Instruments dérivés et comptabilité de couverture 408

41.1 Couverture de juste valeur 408
41.2 Couverture de flux de trésorerie 408
41.3 Couverture d'investissements nets à l'étranger 408
41.4 Impact des dérivés de couverture en capitaux propres 409
41.5 Couvertures de juste valeur liées aux matières premières 410

Note 42 Instruments dérivés non qualifiés de couverture 411

42.1 Dérivés de taux détenus à des fins de transaction 411
42.2 Dérivés de change détenus à des fins de transaction 411
42.3 Contrats dérivés de matières premières non qualifiés de couverture 412

ACTIFS ET PASSIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE 412

Note 43 Actifs et passifs détenus en vue de leur vente 412

FLUX DE TRÉSORERIE ET AUTRES INFORMATIONS 413

Note 44 Flux de trésorerie 413

44.1 Variation du besoin en fonds de roulement 413
44.2 Investissements incorporels et corporels 413

Note 45 Actifs dédiés d'EDF 414

45.1 Réglementation 414
45.2 Composition et évaluation des actifs dédiés 414
45.3 Valorisation des actifs dédiés d'EDF 415
45.4 Situation de couverture des obligations nucléaires de long terme 415
45.5 Évolutions des actifs dédiés sur l'exercice 2018 416
45.6 Actifs dédiés de Framatome et SOCODEI 416

Note 46 Engagements hors bilan 417

46.1 Engagements donnés 417
46.2 Engagements reçus 420

Note 47 Passifs Éventuels 421

47.1 Contrôles fiscaux 421
47.2 Litiges en matière sociale 422
47.3 Enedis – contentieux avec des producteurs photovoltaïques 422

Note 48 Parties liées 423

48.1 Transactions avec les sociétés du périmètre de consolidation 423
48.2 Relations avec l'État et les sociétés participations de l'État 423
48.3 Rémunération des organes d'administration et de Direction 424

Note 49 Environnement 425

49.1 Droits d'émission de gaz à effet de serre 425
49.2 Certificats d'Économies d'Énergie 425
49.3 Certificats d'énergie renouvelable 425

Note 50 Événements postérieurs à la clôture 425

Note 51 Périmètre de consolidation au 31 décembre 2018 426

51.1 Sociétés consolidées par intégration globale 426
51.2 Société détenue sous forme d'activités conjointes 427
51.3 Sociétés consolidées par mise en équivalence 428
51.4 Sociétés pour lesquelles les droits de vote diffèrent du pourcentage d'intérêt 428

Note 52 Honoraires des Commissaires aux comptes 429

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 co-entreprises pour l'exercice clos le 31 décembre 2018.

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 3.11.2).

Les comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2018 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration, qui les a arrêtés en date du 14 février 2019. Ces comptes ne seront définitifs qu'à l'issue de l'Assemblée générale, qui se tiendra le 16 mai 2019.

NOTE 1 RÉFÉRENTIEL COMPTABLE DU GROUPE

1.1 DÉCLARATION DE CONFORMITÉ ET RÉFÉRENTIEL COMPTABLE DU GROUPE

En application du règlement européen 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, les comptes consolidés du 31 décembre 2018 du groupe EDF sont préparés sur la base des règles de présentation, de reconnaissance et d'évaluation des normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 31 décembre 2018. 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 2018.

1.2 ÉVOLUTIONS DU RÉFÉRENTIEL COMPTABLE

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées par le Groupe dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2018 sont identiques à celles utilisées dans les états financiers au 31 décembre 2017 à l'exception des changements ci-après :

1.2.1 IFRS 15 « Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients » et IFRS 9 « Instruments financiers ».

Ces deux nouvelles normes adoptées par l'Union européenne sont applicables pour les exercices ouverts à partir du 1er janvier 2018. Les informations requises par la norme IAS 8 sur les effets de leur application par le Groupe sont détaillées en note 2.

1.2.2 IFRIC 22 « Transactions en monnaies étrangères et contrepartie anticipée »

L'interprétation IFRIC 22 applicable pour les exercices ouverts à partir du 1er janvier 2018 a été adoptée par l'Union européenne le 28 mars 2018. Elle 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 cours du jour, sans réévaluation ultérieure. L'application prospective de cette interprétation n'a pas d'impact significatif sur les comptes consolidés du groupe EDF.

1.2.3 Autres textes applicables au 1er janvier 2018

En outre, les textes suivants sont sans impact sur les comptes du Groupe :

- amendements à IAS 40 « Immeubles de placement » : « Transferts des immeubles de placement » adoptés le 14 mars 2018 ;
- amendements à IFRS 2 « Paiement fondé sur des actions » : « Classification et évaluation des transactions dont le paiement est fondé sur des actions » adoptés le 26 février 2018 ;
- amendements à IFRS 4 « Contrats d'assurance » : « Application d'IFRS 9 Instruments financiers et d'IFRS 4 Contrats d'assurance », adoptés le 3 novembre 2017 ;
- améliorations annuelles des IFRS cycle 2014-2016 adoptées le 7 février 2018.

1.2.4 Textes adoptés par l'Union européenne mais dont l'application est postérieure au 31 décembre 2018

1.2.4.1 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 1er janvier 2019.

Selon cette norme, 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 « droit d'utilisation » en contrepartie d'une dette financière. À ce jour, les contrats existants qualifiés de locations « simples » sont présentés en engagements hors bilan (voir note 46.1.1.3).

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 Groupe a dans un premier temps identifié les impacts potentiels de l'application de cette nouvelle norme par le biais de questionnaires adressés à l'ensemble de ses filiales et portant sur les caractéristiques des contrats de location simple existants au 31 décembre 2017. Sur la base de ces travaux, la méthode rétrospective dite « modifiée » a été retenue.

Conformément aux prescriptions de la norme, le taux d'emprunt marginal sera utilisé pour le calcul d'actualisation de la dette locative à la date de transition. Celui-ci représente le taux d'endettement marginal d'EDF, calculé sur la base des taux zéro-coupon d'emprunt EDF, ajusté du risque devises, d'une prime de risque pays, de la durée des contrats et du risque de crédit de la filiale.

Par ailleurs, le Groupe a choisi d'appliquer les deux exemptions proposées par la norme et donc ne reconnaît pas :

- les contrats ayant une durée inférieure ou égale à 12 mois (et à la transition, les contrats dont le terme se situe dans les 12 mois suivant la date de première application de la norme) ;
- les contrats de location de biens ayant une valeur à neuf individuelle inférieure à 5 000 dollars.

Sur la base des travaux effectués au 30 juin 2018, la mise en œuvre d'IFRS 16 dans les comptes du Groupe au 31 décembre 2017, en appliquant la méthode rétrospective modifiée, se serait traduite par une augmentation de l'endettement financier net de 4,3 milliards d'euros (Framatome inclus), aurait eu un impact positif de l'ordre de 0,5 milliard d'euros sur l'excédent brut d'exploitation au titre de l'exercice 2017 (hors Framatome, et incluant une annulation partielle de plus-values de cessions réalisées pour 0,2 milliard d'euros) et le résultat net consolidé n'aurait pas été modifié de manière significative.

Au 31 décembre 2018, une nouvelle évaluation des impacts d'IFRS 16 a été effectuée. Sur la base de l'application de la méthode rétrospective modifiée, la mise en œuvre de la norme se traduit par une augmentation de l'endettement financier net de l'ordre de 4,5 milliards d'euros au 31 décembre 2018 ; par ailleurs, selon les calculs effectués par le Groupe, la mise en œuvre d'IFRS 16 sur la base de la méthode rétrospective modifiée aurait eu un impact positif de l'ordre de 0,5 milliard d'euros sur l'excédent brut d'exploitation au titre de 2018 (incluant une annulation partielle de plus-values de cessions réalisées pour 0,2 milliard d'euros) et le résultat net consolidé n'aurait pas été modifié de manière significative. Du fait de la mise en œuvre de la méthode rétrospective modifiée, les effets communiqués ci-dessus sur l'excédent brut d'exploitation et le résultat net consolidé sont fournis à titre d'information, en application d'IAS 8.30.

L'évolution de la dette de location estimée entre le 31 décembre 2017 et le 31 décembre 2018 résulte principalement de nouveaux contrats de location, de révisions et mises à jour de contrats, partiellement compensés par le remboursement de la dette et une sortie de périmètre.

Au 31 décembre 2018, les écarts entre les engagements liés aux contrats de location simple présentés en application d'IAS 17 et la dette locative estimée selon IFRS 16 s'expliquent de la manière suivante :

(en milliards d'euros)	31/12/2018
Engagements de location simple en tant que preneur au 31/12/2018 (note 46.1.1.3)	**4,4**
Contrats non comptabilisés en application des exemptions d'IFRS 16	(0,1)
Différences dans les durées retenues liées aux options de résiliation et de prolongation dont l'exercice est raisonnablement certain	1,1
Contrats signés en 2018 pour un actif disponible après le 1er janvier 2019	(0,3)
Autres	(0,1)
Dette locative non actualisée estimée au titre d'IFRS 16 au 31/12/2018	**5,0**
Effet de l'actualisation	(0,5)
Dette locative actualisée estimée au titre d'IFRS 16 au 31/12/2018	**4,5**

1.2.4.2 Amendements IFRS 9

Les amendements à IFRS 9 « Instruments financiers » : « Caractéristiques de remboursement anticipé avec rémunération négative » adoptés le 22 mars 2018 par l'Union européenne seront applicables à compter du 1er janvier 2019. Sur la base des opérations réalisées à date, aucun impact n'est attendu pour le Groupe.

1.2.4.3 Interprétation IFRIC 23 « Incertitude relative au traitement des impôts sur le résultat »

L'interprétation IFRIC 23 « Incertitude relative au traitement des impôts sur le résultat » adoptée le 23 octobre 2018 par l'Union européenne sera applicable au 1er janvier 2019.

Elle clarifie l'application des dispositions d'IAS 12 « Impôts sur le résultat » concernant la comptabilisation et l'évaluation de l'impôt, en présence d'une incertitude fiscale. Selon les analyses effectuées par le Groupe en 2018, la mise en œuvre d'IFRIC 23 ne devrait pas donner lieu à des impacts significatifs pour le Groupe.

1.2.4.4 Amendements à IAS 28 « Intérêts à long terme dans une entreprise associée ou une co-entreprise »

Ces amendements ont été adoptés par l'Union européenne le 8 février 2019. Ils visent à préciser que l'entité doit appliquer en premier lieu IFRS 9 « Instruments financiers », aux autres intérêts dans une entreprise associée ou une co-entreprise, qui constituent une partie de sa participation nette dans l'entreprise associée ou la co-entreprise, mais auxquels la méthode de la mise en équivalence n'est pas appliquée. Ce texte ne donnerait pas lieu à des impacts significatifs pour le Groupe.

1.2.5 Textes publiés par l'IASB mais non adoptés par l'Union européenne

Les textes suivants n'ont pas encore fait l'objet d'une adoption par l'Union européenne. Ils seraient applicables aux exercices ouverts à compter du 1er janvier 2019, du 1er janvier 2020 ou du 1er janvier 2021. Des analyses sont en cours pour estimer l'impact éventuel de ces textes sur les comptes du Groupe :

- amendements à la norme IAS 19 intitulés « Modification, réduction ou liquidation d'un régime ». IAS 19 imposait déjà de mettre à jour les hypothèses actuarielles et de réévaluer le passif (ou l'actif) net au titre des prestations définies. Ces amendements clarifient le fait qu'une société doit mettre à jour ces hypothèses actuarielles en cours d'exercice, pour évaluer le coût des services rendus et l'intérêt net au titre des prestations définies à compter de la date du changement ;
- améliorations annuelles des IFRS cycle 2015 – 2017, contenant des amendements à :
  - IFRS 3 et IFRS 11 : l'acquisition d'intérêts supplémentaires par un des partenaires à l'activité conjointe entraînant obtention du contrôle exclusif conduit à la réévaluation à la juste valeur par résultat de son intérêt antérieur dans les actifs et passifs de l'activité conjointe,
  - IAS 12 : les impacts fiscaux liés à la distribution de dividendes sont à comptabiliser en résultat, en autres éléments du résultat global ou en capitaux propres en cohérence avec la comptabilisation de l'opération qui les a générés,
  - IAS 23 : prévoit que lorsqu'une entreprise contracte un emprunt spécifique pour une immobilisation en construction, les intérêts au titre de cet emprunt sont affectés à cette immobilisation jusqu'à ce que les activités indispensables à la préparation de cet actif préalablement à son objet soient pratiquement terminées. Les intérêts sont alors traités de manière collective avec ceux d'autres emprunts non spécifiques ;
- amendements à IFRS 3 : « Définition d'une entreprise » afin de clarifier la distinction entre une acquisition d'entreprises ou d'une acquisition d'actifs ;
- amendements au cadre conceptuel publié le 29 mars 2018 ;
- amendements à IAS 1 et IAS 8 : « Définition de la matérialité » ;
- IFRS 17 « Contrats d'assurances ».

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.

La durée d'amortissement des tranches du palier 900 MW a été portée de 40 ans à 50 ans en 2016 (à l'exception de la centrale de Fessenheim), les conditions techniques, économiques et de gouvernance étant réunies. 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.

Comme indiqué en note 4.1, le projet de PPE prévoit sous certaines conditions la fermeture de deux tranches nucléaires en 2027 et 2028, en anticipation de leur cinquième visite décennale. Si la PPE est adoptée en ce sens, cela pourrait alors conduire à modifier prospectivement la durée d'amortissement des deux tranches concernées. S'agissant d'une anticipation de quelques années concernant deux tranches du parc, l'effet sur les dotations aux amortissements annuels, qui dépendra des tranches qui seront retenues, serait peu significatif.

Le projet de PPE indique par ailleurs que la fermeture des deux réacteurs de Fessenheim devra intervenir « à l'horizon du printemps 2020, en application du plafonnement de la puissance électronucléaire installée, et pour permettre la mise en service de l'EPR de Flamanville ». En fonction des dispositions définitives de la PPE, le plan d'amortissement de Fessenheim qui prend aujourd'hui fin en novembre 2019, sera prospectivement modifié en conséquence.

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.

Comme indiqué en note 4.1, le projet de PPE prévoit sous certaines conditions la fermeture de deux tranches nucléaires en 2027 et 2028, en anticipation de leur cinquième visite décennale. Si la PPE est adoptée en ce sens, cela pourrait alors conduire à modifier le montant des provisions nucléaires associées. S'agissant d'une anticipation de quelques années concernant deux tranches du parc, l'impact sur les provisions nucléaires pourrait alors correspondre à une augmentation de quelques dizaines de millions d'euros, par contrepartie des actifs concernés au bilan.

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 2018 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 usé.

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 2018 sont détaillées en note 31. Ces hypothèses sont mises à jour annuellement. Le Groupe estime que les hypothèses actuarielles retenues au 31 décembre 2018 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 révise 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'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.

1.3.2.7 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 45.3). 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 titres de dettes ou de capitaux propres, en application de la norme IFRS 9.

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 co-entreprises 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 influer 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 co-entreprises

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 co-entreprise est un partenariat dans lequel les parties (co-entrepreneurs), 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 co-entreprises 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 co-entreprises » 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.

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.

En application de l'interprétation IFRIC 22, 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.

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 des ventes d'énergie (aux clients finals et dans le cadre d'activités de négoce), des prestations d'acheminement pour l'utilisation du réseau de transport et de distribution, et des prestations de raccordement. Il inclut également les revenus issus d'autres prestations de services et livraisons de biens, principalement des prestations d'ingénierie, d'exploitation et de maintenance, des services annexes aux ventes d'énergie, des activités de conception, livraison et mise en service d'installations de production d'énergie ou de gros composants de ces installations.

Le chiffre d'affaires relatif aux ventes d'énergie est reconnu au fur et à mesure des livraisons aux clients.

Les quantités d'énergie livrées non relevées non facturées sont déterminées à partir de statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente et sont reconnues en chiffre d'affaires sur cette base.

Conformément aux dispositions d'IFRS 15 relatives à la distinction agent/principal, les prestations d'acheminement sont reconnues en chiffre d'affaires :

- soit lorsque ces prestations ne sont pas distinctes de la fourniture d'énergie ;
- soit lorsqu'elles constituent des prestations distinctes de la fourniture d'énergie et que l'entité concernée intervient en qualité de principal notamment parce qu'elle porte le risque d'exécution de la prestation ou qu'il lui est possible de fixer le tarif d'acheminement au client final.

Les opérations de négoce sur le marché de l'énergie *(trading)* et les transactions d'optimisation réalisées par certaines entités du Groupe dans le cadre de sa politique de gestion des risques sont comptabilisées nettes des achats.

Le chiffre d'affaires relatif aux autres prestations de services ou livraisons de biens est reconnu à l'avancement dans les 3 cas suivants, sur la base d'une analyse contractuelle :

- Le client reçoit et consomme simultanément tous les avantages générés au fur et à mesure de la réalisation de la prestation par le Groupe (cas notamment des prestations d'exploitation et de maintenance).
- Le bien ou le service à fournir ne peut être réaffecté à un autre client et le Groupe a un droit à paiement pour les travaux réalisés à date (cas notamment de certaines activités de conception, de livraison et mise en service d'installations de production d'énergie ou de gros composants, qui sont conçus spécifiquement pour un client).
- La prestation crée ou valorise un actif (bien ou service) dont le client obtient le contrôle au fur et à mesure de la réalisation de la prestation.

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 1er 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. Les fournisseurs répercutent dans leur prix de vente aux clients finals le coût du mécanisme de capacité.

  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 Renouvelables (ex 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 ;
  - la répercussion aux clients finals du coût du mécanisme de capacité dans les tarifs réglementés de vente et les offres à prix de marché est reconnue en chiffre d'affaires au fur et à mesure des livraisons d'électricité ; toutefois l'ARENH intègre depuis début 2017 une valeur capacitaire, suite à l'entrée en vigueur du mécanisme de capacité, les modalités de cession des garanties de capacité associées à l'ARENH ayant été définies par la CRE ;
  - 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.

  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 et répercutent le coût de cette capacité dans leur prix de vente aux clients finals.

  EDF Energy est concernée par les deux aspects du dispositif en tant qu'exploitant d'installations de production et fournisseur.

  Comptablement, la rémunération perçue en tant qu'exploitant est reconnue en chiffre d'affaires l'année de la livraison et la contribution versée au fonds en qualité de fournisseur d'électricité est reconnue en charge sur la période de pointe. La répercussion aux clients finals du coût du mécanisme de capacité est reconnue en chiffre d'affaires au fur et à mesure des livraisons d'électricité.

  Le 15 novembre 2018, le mécanisme de capacité au Royaume-Uni a été suspendu suite à une décision de la Cour de justice Européenne indiquant que ce mécanisme n'est pas conforme aux dispositions européennes en matière d'aides d'État. L'objectif du gouvernement britannique est de mettre en place un nouveau mécanisme permettant de tenir de nouvelles enchères pour l'été 2019 correspondant à une période de livraison 2019/2020, aucun chiffre d'affaires n'a ainsi été reconnu à ce titre sur la période de suspension relative à 2018.

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 titres de dettes ou de capitaux propres.

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 1er 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 co-entreprise, 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 IFRS 9.

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 1er 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 ; et
- 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 co-entreprises 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 co-entreprises ».

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 ;
- 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 amortis 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
- autres installations générales 10 à 20 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 stipulations 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, EDF puis Enedis est le concessionnaire chargé de l'exploitation de l'essentiel des réseaux de distribution publique en France.

Conformément au Code de l'énergie et au Code général des collectivités territoriales, la distribution publique d'électricité est assurée principalement sous un régime spécifique de concession de service public. À cet effet, les autorités concédantes (collectivités territoriales ou établissements publics de coopération intercommunale) organisent le service public de la distribution d'énergie électrique dans le cadre de contrats de concession dont les cahiers des charges fixent les droits et obligations respectifs du concédant et du concessionnaire. Enedis dessert ainsi 95 % de la population métropolitaine continentale. Les 5 % restants sont desservis par des Entreprises Locales de Distribution (ELD).

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.

Modèles de contrat

Selon leur date de signature, les contrats de concession d'Enedis relèvent de différents modèles.

Modèle de contrat 1992 (mis à jour en 2007)

Le modèle de cahier des charges de concessions de 1992 (mis à jour en 2007) a été négocié avec la FNCCR (Fédération nationale des collectivités concédantes et régies) et approuvé par les pouvoirs publics. Dans le cadre de ce modèle de contrat, Enedis a l'obligation de pratiquer des amortissements industriels et de constituer des provisions pour renouvellement.

Modèle de contrat 2017

Le 21 décembre 2017, un accord-cadre sur un nouveau modèle de contrat de concession a été signé avec la FNCCR et France Urbaine, qui modernise dans la durée la relation d'Enedis avec les autorités concédantes et marque l'attachement des parties aux principes du modèle concessif français de la distribution d'électricité : service public, solidarité territoriale et optimisation nationale. La FNCCR et France urbaine, signataires de l'accord, représentent les autorités concédantes, en particulier les syndicats de communes, les grandes villes concédantes, les communautés et les métropoles lorsqu'elles exercent la compétence d'autorité concédante de la distribution publique d'électricité.

Depuis 2018, les contrats de concession nouvellement signés relèvent du modèle de contrat de concession validé le 21 décembre 2017. Les passifs associés aux concessions existant à la date d'effet du nouveau contrat, constitués au titre du contrat précédent et représentant les droits de l'autorité concédante sur les ouvrages concédés, sont maintenus à cette date. Comme pour les contrats signés depuis 2011, l'obligation contractuelle de comptabiliser des dotations à la provision pour renouvellement a été supprimée et la gouvernance des investissements a évolué.

En vue d'assurer la bonne exécution du service public, le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante conviennent désormais d'établir, de façon concertée, un dispositif de gouvernance des investissements sur le réseau public de distribution d'électricité sur le territoire de la concession, incluant le renouvellement des ouvrages. Ce dispositif se traduit principalement par un schéma directeur d'investissements, correspondant à une vision de long terme des évolutions du réseau sur le territoire de la concession, et des programmes pluriannuels d'investissements (PPI), par périodes de 4 à 5 ans, correspondant à une déclinaison à moyen terme du schéma directeur. Les PPI comportent des objectifs précis par finalités d'investissement, portant sur une sélection d'investissements quantifiés et localisés et faisant l'objet d'une évaluation financière pour la durée du programme. S'il était constaté à l'issue d'un PPI que certains investissements n'auraient pas été réalisés, l'autorité concédante pourrait dans certaines conditions enjoindre Enedis de déposer une somme équivalente à 7 % du montant des investissements restant à réaliser, somme qui lui serait restituée, ou non, en fonction des investissements réalisés à l'issue d'un délai de deux ans.

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 (concédant ou concessionnaire), pour leur coût d'acquisition ou à leur valeur estimée d'apport pour les biens remis par le concédant.

1.3.13.2.2 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.

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 dit des « délais glissants », ainsi définis 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).

1.3.13.2.3 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). Ces actifs participent au calcul de la valeur d'équivalence de CTE au bilan consolidé du Groupe.

1.3.13.2.4 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 concédant, les installations remises par ce dernier ou construites à sa demande.

Ces contrats fixent les conditions de rémunérations et de transfert des installations au concédant 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 affectée.

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 CO_2, la demande en électricité, les interconnections, 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 CO_2, 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

Le classement et l'évaluation des actifs financiers dépendent du modèle de gestion et des caractéristiques contractuelles des instruments. En application de la norme IFRS 9, lors de leur comptabilisation initiale, les actifs financiers sont classés au coût amorti, à la juste valeur par capitaux propres ou à la juste valeur par résultat.

Au sein du Groupe, les actifs financiers comprennent les titres de capitaux propres (en particulier les titres de participation non consolidés), les titres de dettes, 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 instruments financiers affectés aux actifs dédiés sont présentés en note 45.

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.

1.3.16.1 Modalités d'évaluation et de classification 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.

1.3.16.1.1 Actifs financiers à la juste valeur par capitaux propres

Les actifs financiers évalués à la juste valeur par capitaux propres comprennent :

- certains titres de participation dans les sociétés non consolidées, pour lesquels le Groupe a effectué le choix irrévocable de présenter dans les autres éléments du résultat global les variations ultérieures de juste valeur, sans possibilité de transfert au compte de résultat en cas de cession. Seuls les dividendes perçus au titre de ces instruments sont comptabilisés au compte de résultat en « Autres produits financiers » ;
- les titres de dettes (de nature obligataire) investis dans un modèle mixte de collecte de flux de trésorerie et de revente et dont les flux contractuels sont uniquement constitués de paiements relatifs au principal et à des intérêts reflétant la valeur temps de l'argent et le risque de crédit associé à l'instrument (test « SPPI » – *Solely Payment of Principal and Interests* selon les dispositions de la norme IFRS 9). Les variations de juste valeur sont comptabilisées directement en OCI recyclable. Elles sont transférées en résultat au moment de la cession de ces actifs financiers. Pour ces 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 financiers ».

Lors de la comptabilisation initiale, ces actifs financiers sont évalués à leur juste valeur augmentée des coûts de transaction attribuables à leur acquisition. À chaque date d'arrêté, ils sont évalués à la juste valeur déterminée sur la base de prix cotés, selon la méthode des flux futurs actualisés ou sur la base de références externes pour les autres instruments financiers.

1.3.16.1.2 Actifs financiers à la juste valeur par 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 s'il s'agit :

- d'actifs acquis dès l'origine avec l'intention de revente à brève échéance ;
- de dérivés non qualifiés de couverture (dérivés de transaction) ;
- d'instruments de capitaux propres (titres de participation non consolidés) pour lesquels le Groupe n'a pas retenu l'option irrévocable de les classer à la juste valeur par capitaux propres non recyclables ;
- de titres de dettes ne répondant pas au modèle de gestion de collecte des flux de trésorerie et aux caractéristiques contractuelles du test SPPI. Sont principalement concernées les parts détenues dans des Organismes de Placement Collectif (OPC), qui sont des titres de dettes ne répondant pas au test SPPI, indépendamment du modèle de gestion.

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, 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 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 de certaines 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'IFRS 9 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 IFRS 9 (voir note 1.3.16.3).

1.3.16.1.3 Prêts et créances financières

Les prêts et créances financières sont comptabilisés au coût amorti si le modèle de gestion consiste à détenir l'instrument afin d'en collecter les flux de trésorerie contractuels, flux uniquement constitués de paiements relatifs au principal et de ses intérêts.

Les intérêts sont comptabilisés selon la méthode du taux d'intérêt effectif dans le poste « Autres produits financiers » du compte de résultat.

Les prêts et créances financières qui ne sont pas éligibles à un classement au coût amorti sont comptabilisés à la juste valeur avec variations de juste valeur au compte de résultat dans le poste « Autres produits et charges financiers ».

1.3.16.1.4 Emprunts et dettes financières

En dehors des modalités spécifiques liées à la comptabilité de couverture (voir note 1.3.16.3 (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.

1.3.16.2 Dépréciation d'actifs financiers évalués à la juste valeur par autres éléments du résultat global ou au coût amorti

IFRS 9 établit un modèle de dépréciation fondé sur les pertes de crédit attendues dit ECL *(expected credit loss*).

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. En application de la politique de gestion des risques, la quasi-totalité du portefeuille obligataire du Groupe est constituée d'instruments émis par des contreparties dont le niveau de risque est faible, notées *« catégorie d'investissement »*.

Dans cette situation, l'estimation des pertes de crédit attendues est réalisée sur un horizon de 12 mois après la date de clôture.

Le seuil d'identification d'une dégradation significative du risque de crédit intervient dès lors que la contrepartie n'est plus notée *« catégorie d'investissement »*. Dès lors, l'augmentation significative du risque de défaillance peut conduire à réestimer les pertes de crédit attendues sur la durée de vie résiduelle de l'instrument.

Pour les prêts et créances, 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.

1.3.16.3 Instruments financiers dérivés

1.3.16.3.1 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 IFRS 9.

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 IFRS 9, 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 IFRS 9.

Le Groupe analyse l'ensemble de ses contrats, portant sur des passifs financiers ou des éléments non financiers, afin d'identifier 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 et fait l'objet d'une comptabilisation séparée à la juste valeur dès la mise en place du contrat.

1.3.16.3.2 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 (voir note 1.3.16.3.3).

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.

1.3.16.3.3 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 IFRS 9 afin de qualifier une opération pour la comptabilité de couverture :

- la relation de couverture ne comprend que des instruments de couverture et des éléments couverts éligibles ;
- la relation de couverture fait l'objet dès son origine d'une désignation formelle et d'une documentation structurée ;
- la relation de couverture satisfait aux contraintes d'efficacité de la couverture notamment le respect du ratio de couverture.

En ce qui concerne les opérations de couverture de flux de trésorerie, la transaction future, objet de la couverture, doit être hautement probable.

La relation de couverture prend fin dès lors qu'elle cesse de satisfaire aux critères précités. Cela comprend les situations où l'instrument de couverture expire ou est vendu, résilié ou exercé, ou lorsque les objectifs de gestion des risques initialement documentés ne sont plus remplis.

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 les typologies de couverture suivantes :

(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.

Certains emprunts et dettes financières font 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 l'exposition à la variabilité des flux de trésorerie associés à un actif ou un passif, ou à une transaction future hautement probable, 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 part efficace et en résultat pour la part 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 ou viennent en ajustement de la valeur de l'actif acquis.

(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.

1.3.16.4 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.

1.3.16.5 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.

1.3.17 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.

Ainsi pour la France, 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, du fait de la prise en compte de la notion de « Combustible engagé » définie par l'arrêté du 21 mars 2007.

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 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. 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 4.5) ;
- les en-cours de production de biens et de services liés notamment aux activités d'EDF Renouvelables, 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, elles sont ensuite comptabilisées au coût amorti ou à la juste valeur par autres éléments du résultat global.

Les clients et comptes rattachés incluent également le montant des factures à établir relatives à l'énergie livrée et non facturée, qui sont présentés nettes des avances perçues des clients mensualisés.

Le Groupe suit la mesure simplifiée d'IFRS 9 pour calculer les pertes de crédit attendues à l'égard des créances clients, en ayant recours à des matrices de provisions construites sur la base d'historiques de pertes de crédit.

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 titres de dettes ou de capitaux propres 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

Les titres subordonnés à durée indéterminée émis par le Groupe (émission « hybride ») contiennent des options de remboursement, qui sont à la main d'EDF. Celles-ci sont exerçables à l'issue d'une période minimum, qui diffère selon les termes propres à chaque émission, 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 (voir notes 3.5, 3.6 et 27.4).

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.

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 peuvent être relatives à la couverture du déficit de droit d'émissions de gaz à effet de serre, de certificats d'énergie renouvelable, de Certificats d'Économies d'Énergie, 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 mentionnée 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 duration 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 duration 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 nette 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, sous-groupe CTE, Électricité de Strasbourg, EDF PEI et certaines filiales du sous-groupe Dalkia.

Suite à la réforme du financement du régime spécial des IEG entrée en vigueur au 1er 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 (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 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 1er 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 ayant 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.

1.3.22.2.2 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.

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 3,9 % ;
- l'amortissement du financement du concédant est également actualisé au taux de 3,9 %.

Le tableau qui suit donne les impacts d'Enedis d'une telle simulation pour l'exercice 2018 :

IMPACTS SUR LE COMPTE DE RÉSULTAT

(en millions d'euros et avant impôt)	2018
Résultat d'exploitation	132
Résultat financier	(571)
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	(439)

IMPACTS BILAN – CAPITAUX PROPRES

(en millions d'euros et avant impôt)	2018
À l'ouverture	1 690
À la clôture	1 251

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 créditeurs » 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 45 – 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 régulatoires (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'arrêté.

En l'absence d'attribution gratuite de droits d'émission, une provision est constatée systématiquement à hauteur des émissions réelles à la date d'arrêté.

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'arrêté, 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 IFRS 9 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 ses propres actifs 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'arrêté 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

2.1 IFRS 15 – PRODUITS DES ACTIVITÉS ORDINAIRES TIRÉS DE CONTRATS CONCLUS AVEC DES CLIENTS

La norme IFRS 15 « Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients » est applicable à partir du 1er janvier 2018 (voir note 1.3.7).

La méthode rétrospective complète a été appliquée par le Groupe sans impact sur les capitaux propres d'ouverture.

Ces changements ont pour conséquence une réduction du chiffre d'affaires et des achats d'énergie publiés au 31 décembre 2017 à hauteur de 4 740 millions d'euros sans impact sur l'Excédent Brut d'Exploitation (EBE). Par ailleurs, au bilan, suite à la mise en place de la compensation des avances clients avec les créances correspondant à l'énergie livrée non facturée (voir note 2.1.3.2), les postes créances clients et comptes rattachés, autres débiteurs courants et autres créditeurs courants publiés au 31 décembre 2017 sont respectivement diminués à hauteur des montants suivants : 6 568 millions d'euros, 2 342 millions d'euros et 8 910 millions d'euros.

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.

Les opérations dont le traitement comptable est modifié sont les suivantes :

2.1.1 Comptabilisation des produits d'acheminement d'énergie (distinction agent-principal)

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 Italie et au Royaume-Uni, en revanche, le fournisseur d'énergie est qualifié de principal.

En ce qui concerne les prestations d'acheminement d'électricité en France, elles sont très majoritairement réalisées par Enedis, le gestionnaire de réseau de distribution et filiale régulée du Groupe. En conséquence, la distinction agent – principal sur l'acheminement électricité en France n'a d'impact que sur la présentation du chiffre d'affaires dans l'information sectorielle.

Ces évolutions conduisent à réduire le chiffre d'affaires de l'exercice 2017 publié à hauteur du montant de l'acheminement gaz et électricité en Belgique et du montant de l'acheminement gaz en France (ainsi que l'acheminement électricité en France réalisé par des Gestionnaires de Réseau de Distribution (GRD) externes au Groupe), soit au total 1 527 millions d'euros en contrepartie d'une diminution des charges d'acheminement de même montant (au sein des achats de combustible et d'énergie).

2.1.2 Comptabilisation des transactions d'achat et vente d'énergie sur les marchés dans le cadre des activités d'optimisation

Les analyses menées ont conduit le Groupe à considérer qu'une comptabilisation en net des opérations d'optimisation reflète de façon plus pertinente la réalité économique, alors que certaines des entités du Groupe (en Italie, en Belgique et en France pour Dalkia) les présentaient jusqu'ici, en brut avec pour contrepartie des achats d'énergie. Ce changement entraîne une réduction du chiffre d'affaires et des achats de combustible et d'énergie publiés au 31 décembre 2017 à hauteur de 2 793 millions d'euros.

2.1.3 Autres impacts

2.1.3.1 Autres impacts au compte de résultat consolidé

D'autres transactions comptabilisées en « brut » ont également fait l'objet d'une présentation en « net » selon les dispositions d'IFRS 15 : opérations de mandat en Italie et règlements effectués dans le cadre du mécanisme d'équilibre du réseau électrique français, pour un montant total de 420 millions d'euros. Ces retraitements sont sans impact sur l'EBE du Groupe publié au 31 décembre 2017.

2.1.3.2 Impacts au bilan consolidé

Les clients et comptes rattachés qui incluent le montant des factures à établir relatives à l'énergie livrée et non facturée sont désormais présentés nets des avances perçues des clients mensualisés.

Ce changement entraîne une réduction des postes Clients et comptes rattachés et des Autres créditeurs courants pour un montant de 6 568 millions d'euros au 31 décembre 2017. Corrélativement les taxes associées à ces flux sont également nettées à hauteur de 2 342 millions d'euros au 31 décembre 2017 (diminution du poste « dettes fiscales » classé en Autres créditeurs courants, en contrepartie des postes de « créances fiscales » classés en Autres débiteurs courants).

2.1.4 Synthèse des impacts sur l'EBE du Groupe et l'information sectorielle

(en millions d'euros)	31/12/2017 publié	Impacts IFRS 15	31/12/2017 retraité
Chiffre d'affaires	69 632	(4 740)	64 892
Achats de combustible et d'énergie	(37 641)	4 740	(32 901)
Autres consommations externes	(8 739)	-	(8 739)
Charges de personnel	(12 456)	-	(12 456)
Impôts et taxes	(3 541)	-	(3 541)
Autres produits et charges opérationnels	6 487	-	6 487
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	**13 742**	**-**	**13 742**

Le tableau ci-dessous présente l'information sectorielle publiée au 31 décembre 2017 retraitée des impacts de la norme IFRS 15 :

Publié au 31 décembre 2017 *(en millions d'euros)*	France – Activités de production et commercialisation	France – Activités régulées	Royaume-Uni	Italie	Autre international (1)	Autres métiers (2)	Éliminations intersecteurs	Total
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 PUBLIÉ	**35 606**	**15 896**	**8 688**	**9 940**	**4 822**	**7 813**	**(13 133)**	**69 632**
Retraitement IFRS 15								
Chiffre d'affaires externe	(10 607)	10 041	-	(2 218)	(1 656)	(300)	-	(4 740)
Chiffre d'affaires intersecteur	-	(10 101)	-	-	-	-	10 101	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	**(10 607)**	**(60)**	**-**	**(2 218)**	**(1 656)**	**(300)**	**10 101**	**(4 740)**
Retraité au 31 décembre 2017								
Chiffre d'affaires externe	23 926	15 773	8 681	7 700	2 993	5 819	-	64 892
Chiffre d'affaires intersecteur	1 073	63	7	22	173	1 694	(3 032)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES RETRAITÉ	**24 999**	**15 836**	**8 688**	**7 722**	**3 166**	**7 513**	**(3 032)**	**64 892**

(1) Les retraitements IFRS 15 ne concernent qu'EDF Luminus (Belgique).
(2) Dont EDF Renouvelables (1 280 millions d'euros) et Dalkia (3 751 millions d'euros après retraitement IFRS 15).

Par ailleurs, l'information sectorielle a été modifiée au 1er janvier 2018, le comparatif du 31 décembre 2017 a été retraité en conséquence en note 6.

2.2 IFRS 9 – INSTRUMENTS FINANCIERS

La norme IFRS 9 « Instruments Financiers » est applicable à compter du 1er janvier 2018. Elle 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. Ces principes sont présentés dans la note 1.3.16.

2.2.1 Modalités de transition

Les données comparatives de l'année de première application n'ont pas été retraitées, conformément à l'approche simplifiée d'IFRS 9. En conséquence :

- toute différence entre la valeur comptable des actifs et passifs financiers au 31 décembre 2017 et celle au 1er janvier 2018 est comptabilisée dans le solde d'ouverture des réserves consolidées ;
- les actifs financiers ne sont pas reclassés au bilan de la période comparative selon la nomenclature IFRS 9. En conséquence, pour la période comparative 2017, la catégorie « Actifs disponibles à la vente » est maintenue (voir note 36.1) ;
- les provisions pour dépréciation n'ont pas été retraitées au titre de la période comparative ;
- les dispositions d'IFRS 9 en matière de comptabilité de couverture sont applicables de manière prospective. La transition n'a entraîné aucune déqualification de relation de couverture.

Les principaux impacts de la mise en œuvre de la norme IFRS 9 sont détaillés ci-après. Les impacts sur les chiffres du compte de résultat publiés au 31 décembre 2017 sont donnés à titre informatif, afin de permettre une comparabilité avec le compte de résultat au 31 décembre 2018.

2.2.2 Principales implications de la norme pour le Groupe

2.2.2.1 Classement et évaluation

Les actifs financiers du Groupe classés en « actifs disponibles à la vente » (ou « AFS – *Available For Sale* ») sous IAS 39 sont dorénavant comptabilisés soit en juste valeur par autres éléments du résultat global (OCI recyclable ou non recyclable) soit à la juste valeur par résultat.

Les principaux impacts de la mise en œuvre d'IFRS 9 au sein du Groupe portent sur les actifs financiers détenus sous forme de parts dans des Organismes de Placement Collectif (OPC), et à un degré moindre sur les titres de capitaux propres (actions) détenus.

- Concernant les parts détenues dans les **OPC,** les gains et pertes latents, jusqu'alors comptabilisés en OCI, et transférés en résultat lors de leur cession, affectent désormais directement le compte de résultat du Groupe conformément à leur classification IFRS 9.

  Sur ces instruments représentant un solde de 18 382 millions d'euros au 31 décembre 2017, l'intégralité des variations de juste valeur au 1er janvier 2018, d'un montant de 1 807 millions d'euros avant impôts (1 172 millions d'euros après impôts), est reclassée en autres réserves consolidées, sans possibilité de transfert ultérieur au compte de résultat.

- Pour les **titres** de capitaux propres non détenus à des fins de transactions, le Groupe a retenu 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 OCI non recyclable.

  Sur ces instruments représentant un solde de 1 679 millions d'euros au 31 décembre 2017, l'intégralité des variations de juste valeur au 1er janvier 2018, d'un montant de 135 millions d'euros avant impôts (87 millions d'euros après impôts), est reclassée en autres réserves consolidées, sans possibilité de transfert ultérieur au compte de résultat.

- Le portefeuille des **titres de dettes, notamment obligataires**, représente un solde de 20 863 millions d'euros au 31 décembre 2017.

  Sur ce total, 20 828 millions d'euros sont gérés dans le cadre du modèle « collecte et vente » et remplissent les caractéristiques du test SPPI. Il en résulte une comptabilisation des variations de juste valeur en OCI recyclable, sans changement par rapport au traitement comptable antérieur.

  Le montant des variations de juste valeur conservé en OCI recyclable sur ces instruments s'élève à 245 millions avant impôts (162 millions d'euros après impôts) au 1er janvier 2018.

- Le reste du portefeuille (35 millions d'euros au 31 décembre 2017) est désormais comptabilisé en juste valeur par résultat.

  Sur ces instruments représentant un solde de 35 millions d'euros, les variations de juste valeur au 1er janvier 2018, d'un montant de 3 millions d'euros avant impôts (2 millions d'euros après impôts), sont reclassées en autres réserves consolidées sans possibilité de transfert ultérieur au compte de résultat.

Une grande partie des actifs financiers impactés par ces évolutions concerne le portefeuille des actifs dédiés (qui s'élève au total à 20 848 millions d'euros au 31 décembre 2017 – voir note 36.2), destinés à couvrir les charges futures relatives à l'aval du cycle nucléaire d'EDF en France (voir note 45).

De façon générale, la mise en œuvre de la norme IFRS 9 se traduit 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.

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.

		Catégories IFRS 9					
Catégories IAS 39 *(en millions d'euros)*	**Solde au bilan 31/12/2017 retraité (1)**	**Coût amorti**	**Juste valeur par OCI recyclable**	**Juste valeur par OCI non recyclable**	**Juste valeur par résultat**	**Réserve brute de juste valeur 01/01/2018**	**Réserve nette de juste valeur (après impôt) 01/01/18 (2)**
Actifs disponibles à la vente	**40 924**	**-**	**20 828**	**444**	**19 652**	**2 190**	**1 423**
Actifs dédiés d'EDF	20 848	-	4 992	-	15 856	2 114	1 347
Actifs liquides d'EDF	18 963	-	15 815	-	3 148	73	73
Autres actifs	1 113	-	21	444	648	3	3
Prêts et créances	**14 622**	**14 330**	**-**	**-**	**292**	**-**	**-**
Clients et comptes rattachés (3)	**16 843**	**15 187**	**1 656**	**-**	**-**	**-**	**-**

(1) Voir dans les comptes consolidés au 31 décembre 2017 la note 36.2.2 pour les AFS, la note 36.3 pour les prêts et créances. Pour les clients et comptes rattachés, le montant indiqué est retraité des impacts de la norme IFRS 15 (voir note 2.1.3.2).
(2) Cela correspond au cumul des variations de juste valeur après impôts des gains et pertes latents des OPC pour 1 172 millions d'euros, des titres de capitaux propres pour 87 millions d'euros et des titres de dettes, notamment obligataires pour 164 millions d'euros.
(3) Les créances clients d'Edison (Italie) entrent dans le modèle « collecte et vente » et sont donc classées dans la catégorie Juste valeur par OCI recyclable.

6.

2.2.2.2 Dépréciation

L'application de manière rétrospective des dispositions du modèle de dépréciation IFRS 9 à l'ensemble des actifs financiers concernés, donne lieu à la comptabilisation d'un impact de (34) millions d'euros (nets d'impôts) enregistré dans les réserves d'ouverture.

2.2.2.3 Comptabilité de couverture

L'application prospective des dispositions d'IFRS 9 à la comptabilité de couverture n'a pas engendré d'impact sur les réserves d'ouverture dans la mesure où l'ensemble des relations de couverture ont été maintenues au 1er janvier 2018.

2.2.2.4 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. Celle-ci précise que la modification du coût amorti de la dette en date de restructuration doit être constatée en résultat contrairement à la pratique actuelle, qui consistait à lisser cet ajustement sur la durée résiduelle de la dette renégociée.

L'impact de l'application rétrospective au 1er janvier 2018 de cette clarification de la norme sur les réserves d'ouverture du Groupe s'élève à 28 millions d'euros (nets d'impôts).

2.2.2.5 Synthèse des impacts au titre de la variation des capitaux propres du Groupe (après impôts) au 1er janvier 2018

Impacts *en millions d'euros (nets d'impôts)*	**Écarts de réévaluation des instruments financiers (OCI recyclable)**	**Autres réserves consolidées et résultat (1)**
Capitaux propres publiés au 31/12/2017	**(306)**	**40 103**
■ Juste valeur des instruments financiers ne transitant plus par OCI recyclable (2)	(1 261)	1 261
■ Juste valeur des instruments financiers ne transitant plus par OCI recyclable – quote-part des entreprises associées et des co-entreprises	(159)	159
■ Dépréciation (voir note 2.2.2.2)	6	(34)
■ Renégociation de dettes (voir note 2.2.2.4)	-	28
	(1 414)	*1 414*
Capitaux propres retraités au 01/01/2018	**(1 720)**	**41 517**

(1) Les variations de juste valeur en OCI non recyclable sont présentées dans la colonne « Autres réserves consolidées et résultat ».
(2) Inclut au 31 décembre 2017, le cumul des variations de juste valeur après impôts des gains et pertes latents des OPC pour 1 172 millions d'euros, des titres de capitaux propres pour lesquels l'option en OCI non recyclable a été prise pour 87 millions d'euros et des titres de dettes, notamment obligataires pour 2 millions d'euros (voir note 2.2.2.1).

2.2.2.6 Information sur les impacts sur le résultat de l'exercice 2017 de la mise en œuvre d'IFRS 9 sur les actifs financiers

L'impact d'une mise en œuvre d'IFRS 9 en lieu et place d'IAS 39 sur le résultat du Groupe au 31 décembre 2017 est donné à titre informatif et afin de permettre la comparabilité des périodes. Les principaux impacts concernent les actifs financiers à la juste valeur par OCI non recyclable ou par résultat. Sur ces instruments, l'impact aurait été, toutes choses égales par ailleurs, de l'ordre de 215 millions d'euros sur le résultat financier (176 millions d'euros sur le résultat net) consistant en :

- la non-reconnaissance des plus ou moins-values de cession réalisées sur l'exercice 2017 pour (931) millions d'euros, dont (985) millions d'euros sur les actifs dédiés (voir note 15.3) ;
- la comptabilisation en résultat des variations de juste valeur de ces instruments sur l'exercice 2017, représentative de la volatilité sur la période, soit 1 146 millions d'euros dont 1 158 millions d'euros sur les actifs dédiés.

(en millions d'euros)	2017 Information publiée	Retraitements IFRS 9	2017 Information retraitée
Excédent brut d'exploitation	**13 742**	**-**	**13 742**
Résultat d'exploitation	**5 637**	**-**	**5 637**
Coût de l'endettement financier brut	(1 778)	-	(1 778)
Effet de l'actualisation	(2 959)	-	(2 959)
Autres produits et charges financiers	2 501	215	2 716
Résultat financier	**(2 236)**	**215**	**(2 021)**
Impôts sur les résultats	(147)	(96)	(243)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des co-entreprises [(1)]	35	57	92
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ	**3 289**	**176**	**3 465**

(1) Concerne la participation dans CENG.

NOTE 3 ÉVÉNEMENTS ET TRANSACTIONS SIGNIFICATIFS

3.1 LE PREMIER DES DEUX EPR DE LA CENTRALE NUCLÉAIRE DE TAISHAN EN CHINE ENTRE EN EXPLOITATION COMMERCIALE

Le 14 décembre 2018, CGN et EDF ont annoncé que l'unité numéro 1 de la centrale nucléaire de Taishan était devenue le premier EPR au monde à entrer en exploitation commerciale. Ce jalon final a été atteint le 13 décembre 2018 à l'issue de l'ultime test réglementaire de fonctionnement en continu et à pleine puissance durant 168 heures. Le succès de cette étape marque l'atteinte de l'ensemble des conditions nécessaires à l'exploitation du réacteur en toute sûreté.

La centrale nucléaire de Taishan, composée de deux réacteurs EPR de 1 750 MW chacun, est le plus important projet de coopération sino-française dans le secteur énergétique. La centrale de Taishan avec ces deux réacteurs pourra fournir au réseau électrique chinois jusqu'à 24 TWh d'électricité sans CO_2 par an, soit l'équivalent de la consommation annuelle de 5 millions de Chinois, tout en évitant l'émission d'environ 21 millions de tonnes de CO_2 par an.

Le projet de centrale nucléaire de Taishan est porté par TNPJVC, une joint-venture fondée par CGN (51 %), EDF (30 %) et l'électricien chinois provincial Yuedian (19 %). Le groupe EDF avec sa filiale Framatome est intervenu en tant que fournisseur de la technologie EPR de troisième génération, qui répond aux meilleurs standards de sûreté internationaux. EDF a également apporté le retour d'expérience de l'EPR de Flamanville 3, dont la prise en compte a été un facteur clé du succès de Taishan 1 dans les premières phases du chantier.

Taishan 1 apporte aux réacteurs EPR dans le monde son retour d'expérience en matière de gestion de projet et de maîtrise technologique. Les premiers à en bénéficier sont les deux réacteurs de Hinkley Point C actuellement en construction au Royaume-Uni. EDF et CGN sont partenaires dans deux autres projets britanniques : le projet de 2 EPR de Sizewell C et celui de Bradwell B, qui repose sur la technologie Hualong.

3.2 CESSION D'UN PORTEFEUILLE DE PLUS DE 200 ACTIFS À USAGE DE BUREAUX ET D'ACTIVITÉS PAR LE GROUPE EDF À COLONY CAPITAL

Le Groupe, notamment au travers de sa filiale Sofilo, a réalisé le 28 novembre 2018 la cession d'un portefeuille de plus de 200 actifs à usage de bureaux et d'activités à des véhicules d'investissements gérés par Colony Capital.

Ce portefeuille, dont les actifs sont localisés en Ile-de-France et en régions, développe une surface totale d'environ 430 000 m^2. L'opération a été assortie d'un contrat de location opérationnelle par le groupe EDF.

La finalisation de cette transaction clôt la réalisation du plan de cession d'actifs du groupe EDF sur la période 2015-2020 de 10 milliards d'euros.

3.3 FINALISATION DE LA CESSION DE LA PARTICIPATION D'EDF AU CAPITAL DE DUNKERQUE LNG

Au terme d'un processus d'enchères concurrentiel lancé début 2018, le groupe EDF a annoncé le 29 juin 2018 être entré en négociations exclusives avec deux groupes d'investisseurs en vue de la cession de sa participation de 65,01 % au capital de Dunkerque LNG, propriétaire et exploitant du terminal méthanier de Dunkerque.

D'une part, un consortium composé de Fluxys, AXA Investment Managers – Real Assets, pour ses clients, et Crédit Agricole Assurances s'est engagé à se porter acquéreur d'une participation de 31 % ; d'autre part, un consortium d'investisseurs coréens mené par IMP Group (composé de InfraPartners Management Korea Co. Ltd. à Séoul et InfraPartners Management LLP à Londres) en collaboration avec Samsung Asset Management Co., Ltd et composé de Samsung Securities Co. Ltd., IBK Securities Co. Ltd. et Hanwha Investment & Securities Co. Ltd. s'est porté acquéreur d'une participation de 34,01 %.

Au travers des prix payés par les deux consortiums, la valeur d'entreprise moyenne pour 100 % de Dunkerque LNG, pour l'ensemble de ces opérations, s'élève à 2,4 milliards d'euros.

Cette opération permet à Fluxys, déjà actionnaire de Dunkerque LNG à hauteur de 25 %, avec le soutien d'Axa IM – Real Assets et Crédit Agricole Assurances, de prendre le contrôle et de consolider Dunkerque LNG.

EDF, en tant que client de Dunkerque LNG, reste engagé à long terme auprès du terminal, qui continuera à servir la stratégie gaz du Groupe.

Le groupe EDF a signé le 12 juillet 2018 des accords engageants relatifs à cette cession avec les mêmes consortiums.

Suite à l'obtention des autorisations réglementaires requises, le groupe EDF a réalisé le 30 octobre 2018 la cession de sa participation au capital du terminal méthanier de Dunkerque.

À la suite de cette cession, l'évaluation du contrat long terme de réservation de capacités de regazéification de GNL entre EDF et Dunkerque LNG a conduit à comptabiliser une dotation aux provisions pour contrat onéreux d'un montant de 737 millions d'euros (voir note 32). L'opération, du fait de la plus-value de cession de 755 millions d'euros, a un impact net en autres produits et charges d'exploitation de 18 millions d'euros (voir note 14). Par ailleurs, l'opération contribue à une diminution de l'endettement financier net du groupe EDF à hauteur de 1,5 milliard d'euros, tenant compte d'un prix de cession net de la trésorerie cédée d'environ un milliard d'euros.

3.4 ÉMISSIONS OBLIGATAIRES : EDF LÈVE 3,75 MILLIARDS DE DOLLARS AMÉRICAINS ET 1 MILLIARD D'EUROS

Le 19 septembre 2018, EDF a levé avec succès 3,75 milliards de dollars américains sur 3 tranches d'obligations senior :

- obligation de 1,8 milliard de dollars, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 4,500 % ;
- obligation de 650 millions de dollars, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 4,875 % ;
- obligation de 1,3 milliard de dollars, d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 5,000 %.

Par ailleurs, le 25 septembre 2018, EDF a lancé avec succès une émission obligataire senior de 1 milliard d'euros, d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 2 %.

Ces opérations permettent au groupe EDF de poursuivre le renforcement de la structure de son bilan ainsi que de refinancer des échéances prochaines.

3.5 ÉMISSIONS D'OBLIGATIONS HYBRIDES

Le 25 septembre 2018, EDF a lancé une émission d'obligations super-subordonnées d'un montant de 1,25 milliard d'euros, avec un coupon de 4 % et une option de remboursement pouvant être exercée au gré d'EDF, en premier lieu, entre le 4 juillet 2024 (inclus) et le 4 octobre 2024 (inclus). L'Autorité des marchés financiers a apposé le visa n° 18-466 en date du 2 octobre 2018 sur le prospectus relatif à ces instruments, dont le règlement-livraison a eu lieu le 4 octobre 2018.

EDF réaffirme son attachement au financement par les titres hybrides, en tant que composante permanente de la structure de son capital, afin de financer ses actifs en construction.

Conformément à la norme IAS 32, cette émission de titres subordonnés à durée indéterminée (voir note 1.3.20.4) est comptabilisée en capitaux propres à compter de la réception des fonds pour un montant net de frais de 1 243 millions d'euros.

3.6 RACHAT DE CERTAINES SOUCHES D'OBLIGATIONS HYBRIDES

EDF a lancé le 25 septembre 2018 une offre contractuelle de rachat en numéraire ayant visé quatre souches d'obligations hybrides existantes.

Au résultat de la clôture de l'offre de rachat le 3 octobre 2018, EDF a procédé au rachat en numéraire des titres valablement apportés à l'offre de rachat pour les deux premières souches de titres hybrides visés par l'offre, conformément à l'ordre de priorité, pour un montant de 1,25 milliard d'euros.

Le montant global de titres hybrides d'EDF demeure inchangé à l'issue de ces opérations d'émissions/rachats.

Les résultats de l'offre de rachat sont présentés dans le tableau ci-dessous :

Titres hybrides visés	ISIN	Ordre de priorité	Montants apportés	Montants apportés (%) des montants en circulation	Montants rachetés	Facteurs de répartition proportionnelle	Prix de Rachat
Obligations 2020	FR0011401736	1	911 800 000 €	73 %	911 800 000 €	100,00 %	105,255 %
Obligations 2022	FR0011697010	2	635 100 000 €	64 %	338 200 000 €	59,50 %	108,185 %
Obligations 2026	FR0011401728	3	N/A	N/A	0	N/A	N/A
Obligations 2025	FR0011401751	4	N/A	N/A	0	N/A	N/A

Le règlement de l'offre d'achat est intervenu le 5 octobre 2018.

Conformément à la norme IAS 32, ce rachat de titres subordonnés à durée indéterminée (voir note 1.3.20.4) est comptabilisé en capitaux propres à compter du décaissement des fonds pour un montant net de frais de 1 329 millions d'euros.

3.7 SYNDICATION D'UNE LIGNE DE CRÉDIT INNOVANTE INDEXÉE SUR DES CRITÈRES ESG

EDF a réalisé le 14 décembre 2018, la syndication d'une ligne de crédit renouvelable de 4 milliards d'euros (voir note 38.2.5) dont le coût est indexé sur trois indicateurs de performance (« KPI ») du Groupe en matière de développement durable : les émissions directes de CO_2 d'EDF, l'utilisation par les clients d'EDF de ses outils de suivi en ligne de la consommation (comme indicateur du succès d'EDF à faire de ses clients résidentiels français des acteurs de leur consommation) et l'électrification de la flotte automobile d'EDF.

Cette ligne de crédit indexée sur des indicateurs environnementaux, sociaux et de gouvernance (ESG), à laquelle participe un syndicat de plus de 20 banques, modifie et prolonge l'actuelle ligne d'EDF de 4 milliards d'euros, jusqu'à une nouvelle échéance fixée en 2023. Elle vient compléter l'ensemble des outils de finance durable qu'EDF développe depuis plusieurs années, en particulier sur le marché des obligations vertes.

3.8 EDF RENOUVELABLES

3.8.1 EDF Renouvelables investit dans le New Jersey pour le développement de projets éoliens en mer

EDF Renouvelables en Amérique du Nord et Shell New Energies U.S. LLC (Shell) ont annoncé le 20 décembre 2018 avoir constitué une joint-venture codétenue à parité (Atlantic Shores Offshore Wind, LLC) pour le développement du site dit OCS-0499, situé dans la zone d'énergie éolienne du New Jersey (WEA), dans le cadre d'un bail délivré par les autorités fédérales américaines.

La zone couverte par le bail recèle un potentiel de production d'énergie éolienne en mer d'environ 2 500 MW, soit l'équivalent de la consommation annuelle en énergie de près d'un million de foyers. Cette opération est soumise à l'obtention des autorisations réglementaires. La construction est soumise à la décision finale d'investissement.

Le site couvert par le bail s'étend sur une superficie de 74 200 hectares. Il se situe à près de 13 kilomètres au large d'Atlantic City, sur le plateau continental externe (OCS) des États-Unis. Cette zone bénéficie d'importantes et régulières ressources éoliennes dans des eaux relativement peu profondes, situées à proximité de grandes agglomérations fortement consommatrices d'électricité.

Dans le cadre de ce projet, le droit au bail maritime a été acquis pour un prix maximum de 199 millions d'euros pour la part EDF.

3.8.2 Nouveau partenaire pour EDF Renewables dans vingt-quatre parcs éoliens au Royaume-Uni

Le 29 juin 2018, EDF Renewables a cédé une participation minoritaire de 49 % dans vingt-quatre de ses parcs éoliens au Royaume-Uni (environ 550 MW), pour un prix de réalisation de 701 millions de livres sterling.

Cet accord avec le nouveau partenaire, Dalmore Capital Limited and Pensions Infrastructure Platform, comportant des investissements provenant de grands plans de retraite des collectivités locales britanniques, permettra à EDF Renewables de poursuivre le développement des énergies renouvelables.

EDF Renewables maintient une participation de 51 % dans ce portefeuille de parcs éoliens. Par ailleurs, la Société continuera de fournir des services d'exploitation et maintenance, ainsi que de gestion d'actifs.

EDF Energy, pour sa part, continuera à acheter toute l'électricité et les certificats verts ROCs produits par les parcs éoliens aux conditions de marché.

La cession de cette participation, considérée comme une transaction entre actionnaires sans changement de contrôle, est reconnue en capitaux propres, sans impact sur le compte de résultat du Groupe (voir tableau de variation des capitaux propres consolidés).

3.9 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.

Le 27 mars 2018, EDF a formé un pourvoi devant la Cour de Justice de l'Union européenne contre l'arrêt rendu le 16 janvier 2018 par le Tribunal de l'Union européenne. Le 13 décembre 2018, la Cour de l'Union européenne a rejeté ce pourvoi confirmant ainsi la décision de la Commission européenne. Ceci clôt définitivement le litige.

3.10 PROJET EPR DE FLAMANVILLE 3

Des jalons majeurs ont été franchis en 2018 :

- 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 sera en exploitation, ont été franchis ;
- l'épreuve enceinte du bâtiment réacteur a été réalisée avec succès en avril 2018. Cet essai est une épreuve en air destinée à vérifier le bon comportement mécanique de la structure du béton et de son étanchéité en portant la pression à l'intérieur du bâtiment à six fois la pression atmosphérique ;
- l'intégration d'une configuration de contrôle commande représentant environ 250 modifications a été achevée début septembre 2018, permettant de réaliser les essais à chaud avec une configuration cohérente et stable du contrôle commande.

Fabrication et qualité des équipements

À fin 2018, la quasi-totalité des équipements de la partie nucléaire comme de l'îlot conventionnel a été livrée et installée sur site. La situation sur la qualité des équipements du circuit primaire fabriqués par Framatome a évolué comme suit :

Cuve

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 1er semestre 2017 sur la base d'un dossier produit par Framatome, sous la surveillance d'EDF. 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.

L'ASN a autorisé le 9 octobre 2018 :

- 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, en limitant sa durée de vie à 2024, sauf à démontrer la faisabilité technique de contrôles comparables au fond de cuve.

EDF mène actuellement un projet de développement d'inspection en service du couvercle, afin de revenir courant 2019 vers l'ASN pour demander à conserver le couvercle actuel en cas de faisabilité industrielle de ce type d'opération. À défaut d'une telle autorisation, les coûts engagés pour la fabrication d'un couvercle de substitution pourraient rester, en tout ou partie, à la charge d'EDF. Ils ne sont pas intégrés dans l'objectif de coût de construction compte tenu du fait qu'ils surviendraient, le cas échéant, postérieurement à la mise en service. Par ailleurs, une procédure d'arbitrage a été engagée à ce sujet par EDF à l'encontre d'AREVA SA.

Problématique de l'exclusion de rupture et des écarts de qualité sur les soudures du circuit secondaire principal

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 secondaire principal qui évacue la vapeur des générateurs de vapeur vers la turbine de l'EPR de Flamanville 3.

Ce circuit (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.

Or, ces exigences ont été appliquées au stade de la conception, mais n'ont pas été correctement intégrées dans la réalisation des soudures. Le non-respect de ces exigences n'implique pas nécessairement la non-conformité à la réglementation des équipements sous pression nucléaire.

A partir du 21 mars 2018, EDF a également détecté des écarts de qualité dans la réalisation de soudures sur les tuyauteries du circuit secondaire principal de l'EPR de Flamanville, à l'occasion de la visite complète initiale. La visite complète initiale est une étape réglementaire, préalable à la mise en service de l'installation, qui consiste notamment en un examen des soudures des circuits primaire et secondaire. Elle permet de réaliser un état initial de référence de l'installation avant son exploitation.

Conformément aux procédures industrielles, les soudures avaient été contrôlées par le groupement des entreprises en charge de la fabrication du circuit. Le groupement des entreprises les avait déclarées conformes, au fur et à mesure de leur réalisation.

EDF a déclaré le 10 avril 2018 à l'ASN (voir communiqué EDF du 10 avril 2018), un événement significatif relatif à la détection d'écarts dans le contrôle de la réalisation de ces soudures (une partie du circuit secondaire principal étant déjà concernée par l'écart relatif à la bonne application des exigences « d'exclusion de rupture »).

EDF a alors engagé au deuxième trimestre 2018 un nouveau contrôle de l'ensemble des 150 soudures concernées du circuit secondaire principal.

Sur l'ensemble des 150 soudures contrôlées :

- 87 soudures étaient conformes ;
- 33 soudures présentant des écarts de qualité doivent faire l'objet d'une réparation. Sur le site, les activités de reprise des soudures présentant des écarts de qualités ont débuté fin juillet 2018 ;
- EDF a, par ailleurs, décidé de refaire 20 soudures, même si elles ne présentaient pas de défaut, ces soudures ne respectant pas les exigences « d'exclusion de rupture » définies par EDF au moment de la conception de l'EPR. Les dossiers de remise à niveau des premières soudures ont été transmis à l'ASN et les activités de soudures sur site ont débuté en novembre 2018 ;
- Pour 10 autres soudures, EDF a proposé à l'ASN une démarche de justification spécifique permettant de confirmer le haut niveau de sûreté de l'installation tout au long de son exploitation. Après analyse définitive, ce nombre a été ramené à 8. Par ailleurs, il est apparu après contrôle qu'une de ces huit soudures présente un défaut de qualité de réalisation de petite taille. La démarche de justification spécifique mentionnée plus haut fera l'objet d'une instruction approfondie par l'ASN dans les mois à venir.

Calendrier de mise en service et coût de construction

Le 25 juillet 2018, le Groupe a présenté un point d'étape sur ces contrôles et ajusté en conséquence le planning et l'objectif de coût de construction (voir communiqué EDF du 25 juillet 2018) :

- l'objectif de chargement du combustible a été fixé à la fin du 4e trimestre 2019, avec un démarrage des essais à chaud alors prévu fin 2018 ;
- l'objectif du coût de construction a été porté de 10,5 à 10,9 milliards d'euros (en euros $_{2015}$, hors intérêts intercalaires).

Le 21 janvier 2019, EDF a annoncé que le planning des essais à chaud avait été revu avec un démarrage attendu durant la 2e quinzaine de février 2019 (voir communiqué EDF du 21 janvier 2019).

Le calendrier et l'estimation du coût de construction restent tendus. Ils intègrent un calendrier d'autorisations administratives de l'ASN décrit ci-dessus, qui dépend notamment de l'aboutissement de l'instruction des modalités envisagées par EDF pour le traitement des soudures du circuit secondaire principal, comme indiqué dans le communiqué publié par le Groupe le 31 janvier 2019.

Le Président de l'ASN a indiqué le 29 janvier 2019 que l'ASN se prononcera sur le programme de validation des soudures du circuit secondaire principal en mai 2019 et que « s'il s'avère finalement que les huit soudures situées au niveau de l'enceinte doivent être refaites elles aussi, les délais ne pourront pas être tenus ». Un point précis sur l'avancement du chantier EPR de Flamanville, notamment sur son calendrier et son coût de construction, sera donc effectué après la publication de l'avis de l'ASN. EDF n'est pas, à ce stade, en mesure d'évaluer l'impact d'une décision de l'ASN qui ne validerait pas l'approche proposée.

3.11 OPÉRATIONS ET ÉVÉNEMENTS MAJEURS DE L'EXERCICE 2017

3.11.1 Augmentation de capital d'EDF SA

Le 30 mars 2017, EDF avait 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 s'est décomposé 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) étaient 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.

3.11.2 Acquisition de 75,5 % de Framatome

AREVA SA, AREVA NP et EDF ont signé le 22 décembre 2017, l'acquisition par EDF d'une participation lui conférant le contrôle exclusif de New NP (Framatome depuis janvier 2018), filiale à 100 % d'AREVA NP.

La prise de participation d'EDF à hauteur de 75,5 % du capital de Framatome 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)].

Conformément à IFRS 3 révisée, le Groupe a finalisé la comptabilisation du regroupement d'entreprise au 31 décembre 2018 (voir note 5.1).

Au 31 décembre 2018, le prix d'acquisition ressort à 2,6 milliards d'euros (pour 100 % du capital) dont 132 millions d'euros complémentaires par rapport à la valorisation initiale sur la base :

- des ajustements de prix calculés d'après les comptes définitifs à la date de réalisation de l'opération (31 décembre 2017) ;
- de l'estimation des compléments de prix, dont certains liés à des objectifs de performance mesurés postérieurement à la date de réalisation et dont la valorisation définitive, d'un montant maximum de 245 millions d'euros, devrait être connue courant 2019 ;
- de l'estimation de certains éléments de garanties de passif accordées par AREVA NP à EDF dans le cadre du contrat de cession d'actions du 22 décembre 2017.

Le bilan d'ouverture provisoire de Framatome au 31 décembre 2017 pour 100 % du capital est présenté en note 3.2.4.1 des comptes consolidés du 31 décembre 2017 et le bilan d'ouverture définitif figure en note 5.1.

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. La société TVO s'est désistée et l'ordonnance du Tribunal prononçant la radiation de l'affaire de son registre, datée du 16 mai, a été rendue publique fin mai.

3.11.3 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 Co-entreprise de transport d'électricité (ci-après, désignée « 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.

Cette transaction a eu un impact en 2017 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 a contribué à une diminution de l'endettement financier net du groupe EDF à hauteur d'environ 4 milliards d'euros, tenant compte d'un prix de cession de 1,3 milliard d'euros pour la partie non affectée aux actifs dédiés et d'un effet désendettement de 2,8 milliards d'euros lié à la perte de contrôle de CTE.

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.

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

NOTE 4 ÉVOLUTIONS RÉGLEMENTAIRES EN FRANCE

4.1 PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE (PPE)

Le 25 janvier 2019, le ministère de la Transition écologique et solidaire (MTES) a publié le projet de PPE, outil de pilotage de la politique énergétique créé par la loi de transition énergétique pour la croissance verte votée en 2015. La PPE couvre en principe deux périodes successives de cinq ans. Par exception, la première PPE publiée en octobre 2016 couvrait deux périodes successives de respectivement trois et cinq ans, soit 2016-2018 et 2019-2023. La révision de la PPE en cours couvrira les périodes 2019-2023 et 2024-2028. Ce projet de PPE fait suite à la publication par le MTES le 27 novembre 2018 d'un dossier de presse détaillant les objectifs du Gouvernement pour la programmation pluriannuelle de l'énergie et la stratégie nationale bas carbone.

S'agissant de la production d'électricité d'origine nucléaire, le Gouvernement fixe désormais l'objectif d'atteindre une part du nucléaire au sein du mix électrique de 50 % à l'horizon 2035. L'objectif inscrit dans le Code de l'énergie sera modifié en conséquence. L'atteinte de cet objectif impliquera la fermeture de 14 réacteurs nucléaires d'ici 2035, avec la fermeture des deux réacteurs de Fessenheim « à l'horizon du printemps 2020, en application du plafonnement de la puissance électronucléaire installée, et pour permettre la mise en service de l'EPR de Flamanville ».

Le calendrier de fermeture des réacteurs respectera les échéances de 5e visite décennale des réacteurs concernés, à l'exception de 2 réacteurs qui fermeront dans la deuxième période de la PPE, en 2027 et en 2028, sous réserve du respect du critère de sécurité d'approvisionnement. Par ailleurs, si certaines conditions relatives au prix de l'électricité et à l'évolution du marché de l'électricité à l'échelle européenne sont remplies, la fermeture de deux réacteurs additionnels pourra intervenir à l'horizon 2025-2026, sur la base d'une décision à prendre en 2023.

La version définitive de la PPE identifiera les sites sur lesquels ces fermetures interviendront prioritairement. Ces fermetures seront systématiquement accompagnées par l'État, notamment *via* l'établissement d'un contrat de transition écologique, afin de permettre aux territoires de s'inscrire dans de nouvelles dynamiques de développement.

Le projet de PPE fait désormais l'objet d'un processus de consultation, avant de pouvoir être adopté et traduit en 2019 dans des textes de nature législative ou réglementaire.

Si les dispositions mentionnées ci-dessus étaient confirmées dans les textes définitifs, leur adoption aurait alors comme principale conséquence dans les états financiers du Groupe la prise en compte de la modification à 2027 et 2028 de la date prévisionnelle de fermeture de deux tranches nucléaires en anticipation de leur 5e visite décennale : effet sur l'évaluation des provisions nucléaires lors du changement d'estimation et modification prospective de la durée d'amortissement des deux tranches concernées. S'agissant d'une anticipation de quelques années concernant deux tranches du parc, au vu de différents scénarios étudiés, l'effet sur les provisions nucléaires, notamment la provision pour démantèlement, pourrait alors correspondre à une augmentation de quelques dizaines de millions d'euros, par contrepartie des actifs concernés au bilan.

Par ailleurs, le gouvernement proposera les modalités d'une nouvelle régulation du nucléaire existant qui permette de garantir la protection des consommateurs contre les hausses de prix de marché au-delà de 2025 en les faisant bénéficier de l'avantage compétitif lié à l'investissement consenti dans le parc nucléaire historique, tout en donnant la capacité financière à EDF d'assurer la pérennité économique de l'outil de production pour répondre aux besoins de la PPE dans des scénarios de prix bas.

Le projet de programmation pluriannuelle de l'énergie indique par ailleurs que « le Gouvernement conduira avec la filière d'ici mi-2021 un programme de travail permettant d'instruire les questions relatives au coût du Nouveau Nucléaire et à ses avantages et inconvénients par rapport à d'autres moyens de production bas carbone, aux modèles de financement envisageables, aux modalités de portage des projets de nouveaux réacteurs et de concertation du public ainsi que les questions relatives à la gestion des déchets générés par un éventuel nouveau parc nucléaire. Sur la base de ces éléments et selon l'évolution du contexte énergétique, le Gouvernement se prononcera sur l'opportunité de lancer un programme de renouvellement des installations ».

S'agissant de la production d'électricité d'origine fossile, le projet de programmation pluriannuelle de l'énergie prévoit la fermeture des dernières centrales à charbon d'ici 2022 et de ne plus accorder d'autorisation à des nouveaux projets de centrales électriques utilisant des combustibles fossiles.

Si les dispositions mentionnées ci-dessus étaient confirmées dans les textes définitifs, leur adoption aurait alors comme principale conséquence dans les états financiers du Groupe la prise en compte de la modification prospective de la durée d'amortissement des tranches charbon exploitées par le Groupe en France, au Havre et à Cordemais (augmentation de la charge d'amortissement annuelle de l'ordre de 200 millions d'euros sur la période 2019-2022). Le Groupe étudie toutefois des possibilités de reconversion de ces centrales à la biomasse. En effet, à l'issue d'une réunion organisée le 24 janvier 2019, EDF et le ministère de la Transition écologique et solidaire ont validé un programme de travail préalable à une décision sur le projet Ecocombust.

Comme l'indique le communiqué de presse d'EDF du 29 janvier 2019, ce programme de travail doit permettre de qualifier, d'ici à l'automne 2019, les essais techniques, les études d'impact sur l'environnement et le modèle économique du projet. À cette échéance, sous réserve de conclusions satisfaisantes sur les plans technique, économique et environnemental, et après avoir poursuivi les échanges avec l'État et les collectivités, EDF engagera la phase d'industrialisation pour la fabrication du combustible à partir de 2022. Le projet Ecocombust consiste à fabriquer un combustible innovant et écologique permettant le fonctionnement d'installations de chauffage ou de production électrique utilisant actuellement du charbon. Dans le cadre de la sécurisation d'approvisionnement en électricité du quart Nord-Ouest, en particulier de la Bretagne, et si les études de RTE demandées par le Gouvernement en confirmaient le besoin, le cas échéant jusqu'en 2026, une partie ou la totalité de la biomasse fabriquée pourrait être utilisée pour alimenter à 80 % les tranches actuelles pour répondre aux besoins de sécurisation du réseau électrique de l'Ouest de la France lors des heures de pointe de consommation les plus fortes.

Le projet de PPE fixe également l'objectif d'une accélération significative du rythme de développement des énergies renouvelables.

4.2 TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTES D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE (TRV – TARIFS BLEUS)

Décision du Conseil d'État du 18 mai 2018

Les décisions tarifaires de 2016 et 2017 ont fait l'objet de recours introduits devant le Conseil d'État par l'Anode (Association nationale des opérateurs détaillants en énergie) et Engie au motif que les TRV électricité dits « Tarifs bleus », concernant les particuliers et les professionnels n'étaient pas conformes au droit européen.

Statuant sur ces recours et par décisions du 18 mai et du 3 octobre 2018, le Conseil d'État admet dans son principe la possibilité de tarifs réglementés de vente d'électricité, en reconnaissant notamment qu'ils poursuivent l'objectif d'intérêt économique général de garantir aux consommateurs un prix de l'électricité plus stable que les prix de marché. Le Conseil d'État confirme que cet objectif ne peut être atteint par une intervention étatique moins contraignante et que la réglementation des TRV garantit l'égal accès des entreprises d'électricité aux consommateurs et n'est pas discriminatoire.

En revanche, le Conseil d'État estime la réglementation disproportionnée s'agissant de sa durée, permanente, et de son champ d'application, qui inclut à ce jour les sites des grandes entreprises dont la puissance souscrite est inférieure à 36 kVA. Ces éléments justifient l'annulation partielle des décisions tarifaires des 28 juillet 2016 et 27 juillet 2017.

La mise en œuvre de ces décisions appartient désormais au législateur, qui prépare actuellement au travers de la future loi Pacte les mesures législatives nécessaires.

Mouvements tarifaires

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

S'agissant des mouvements tarifaires de 2018, la CRE, conformément à la loi NOME, a proposé au Gouvernement par une délibération du 11 janvier 2018 une évolution de + 0,7 % des tarifs bleus résidentiels et de + 1,6 % des tarifs bleus non résidentiels. Cette proposition, confirmée par une décision tarifaire du 31 janvier 2018, publiée au Journal officiel le 1er février 2018, a été mise en œuvre à cette date.

Le mouvement tarifaire de l'été 2018 a eu lieu également conformément à ce processus : compte tenu de l'évolution du TURPE au 1er août 2018 et en application du Code de l'énergie, la CRE a proposé dans une délibération du 12 juillet 2018 une évolution de – 0,5 % des tarifs bleus résidentiels et de + 1,1 % des tarifs bleus non résidentiels.

Par ailleurs, citant la décision du Conseil d'État du 18 mai 2018, elle a également inclus dans sa délibération du 12 juillet 2018 la mise en extinction des tarifs bleus non résidentiels pour l'ensemble des sites des grandes entreprises, en suggérant une définition à utiliser pour déterminer le périmètre des grandes entreprises, basée sur le « décret n° 2008-1354 du 18 décembre 2008 relatif aux critères permettant de déterminer la catégorie d'appartenance d'une entreprise pour les besoins de l'analyse statistique et économique ».

La proposition de la CRE dans toutes ses composantes a été confirmée par une décision tarifaire du 27 juillet 2018, publiée au Journal officiel le 31 juillet 2018, et a été mise en œuvre le 1er août 2018.

Enfin, dans une délibération du 7 février 2019, publiée le 12 février 2019, la CRE a proposé une augmentation de 7,7 % HT des tarifs bleus résidentiels et non résidentiels. La date de mise en œuvre n'est pas encore connue. Le gouvernement dispose d'un délai de trois mois pour s'y opposer.

4.3 TARIFS D'UTILISATION DES RÉSEAUX PUBLICS D'ÉLECTRICITÉ (TURPE)

La CRE a publié le 17 novembre 2016 les délibérations portant décision sur le TURPE 5 Transport (HTB) et le TURPE 5 Distribution (HTA-BT) pour la période 2017-2020. Le nouveau cadre tarifaire TURPE 5 est entré en vigueur au 1er août 2017.

TURPE 5 Transport

L'entrée en vigueur du TURPE 5 Transport s'est accompagnée d'une hausse tarifaire de 6,76 % au 1er août 2017, qui a pris effet à cette date, suivie d'une évolution des tarifs au 1er 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 17 mai 2018, la CRE a adopté une délibération portant décision sur le TURPE 5 HTB et son évolution au 1er août 2018. La grille tarifaire a évolué de + 3 % en moyenne au 1er août 2018, dont + 1 % au titre de la prise en compte de l'inflation et + 2 % au titre de l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et produits (CRCP).

TURPE 5 et TURPE 5 bis Distribution

TURPE 5

L'entrée en vigueur du TURPE 5 Distribution s'est accompagnée d'une hausse tarifaire de 2,71 % au 1er août 2017, qui a pris effet à cette date, suivie d'une évolution des tarifs au 1er 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. Le 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 %.

Recours contre TURPE 5 HTA/BT

- 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.
- Par un arrêt du 9 mars 2018, le Conseil d'État a annulé partiellement les délibérations TURPE 5, dans la mesure où le régulateur « n'a pas fait application, pour la détermination du coût du capital investi, en plus de la « prime de risque », du « taux sans risque » aux actifs correspondant, d'une part, aux immobilisations ayant été financées par la reprise, au moment du renouvellement effectif des ouvrages, de provisions 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) ».

TURPE 5 bis HTA/BT

Le 28 juin 2018, la CRE a adopté une délibération portant décision sur le TURPE HTA-BT et son évolution au 1er août 2018, appelée « TURPE 5 bis HTA-BT ». Cette décision inclut une évolution du TURPE de – 0,21 % au 1er août 2018 en moyenne, sous l'effet d'une combinaison de facteurs :

- la mise en œuvre de la décision d'annulation partielle du Conseil d'État du 9 mars 2018, et la prise en compte concomitante de la baisse du taux d'imposition sur les sociétés, deux effets, qui se compensent quasi totalement sur la période 2018-2020 (+ 0,06 % ensemble) ;
- l'évolution classique au 1er août basée sur l'inflation (+ 1 %) et l'apurement du CRCP (- 1,27 %) ;
- la diminution de – 0,21 % est modulée en fonction de la structure : en moyenne – 1,16 % pour les utilisateurs HTA, – 0,59 % pour les BT supérieurs à 36 kVA, + 0,14 % pour les BT inférieurs à 36 kVA.

Ni la méthodologie d'élaboration, ni la trajectoire de charges d'exploitation, ni les principes de régulation incitative, ni le cadre de régulation applicable à Linky ne sont modifiés par cette délibération. Il est à noter que la mise à jour du taux d'impôts sur les sociétés est équivalente à une révision des taux de rémunération à 4 % pour les capitaux propres régulés et à 2,5 % pour la marge sur actifs (contre 4,1 % et 2,6 % précédemment).

La décision reprend également les délibérations précédentes de la CRE au sujet des charges liées à la gestion de clientèle en contrat unique (délibération du 26 octobre 2017), *via* la composante de gestion, et de l'autoconsommation collective (7 juin 2018), *via* la composante de soutirage. Cette délibération a été publiée au Journal officiel le 29 juillet 2018.

En particulier, pour la mise en œuvre de la décision du Conseil d'État du 9 mars 2018, la CRE réintègre un montant de l'ordre de 1,6 milliard d'euros (dégressif jusqu'en 2073) au périmètre des capitaux propres régulés, dont elle estime que cela conduit à procurer à Enedis une rémunération additionnelle égale, en valeur actuelle nette des flux de trésorerie avant impôts, d'environ 750 millions d'euros $_{2018}$. La réintégration opérée par la CRE dans les capitaux propres régulés conduit à une rémunération d'environ 60 millions d'euros par an les premières années, dont l'assiette sera décroissante jusqu'en 2073, et dont le taux (nominal avant impôt) pourra être revu à chaque période tarifaire par la CRE dans la méthodologie actuelle.

Commissionnement fournisseur

À la suite de la loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017, qui a confirmé la compétence de la CRE sur le commissionnement fournisseur, la CRE a pris une nouvelle délibération le 18 janvier 2018, publiée au Journal officiel du 25 janvier 2018. Cette délibération reprend les principes qu'elle avait retenus dans sa précédente délibération du 26 octobre 2017 relatifs à la rémunération à verser par les Gestionnaires de Réseau de Distribution (GRD) aux fournisseurs pour la gestion par ces derniers des clients en contrat unique.

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 électricité donneront lieu à un commissionnement légèrement inférieur (4,50 € au lieu de 6,80 € par point de livraison (PDL)

(1) Mécanisme permettant de mesurer et de compenser les écarts entre les réalisations et les prévisions sur lesquelles sont fondés les tarifs.

jusqu'au 1er août 2019), cet écart se résorbant régulièrement jusqu'à disparaître au 1er août 2022.

Pour la rémunération des charges de gestion de clientèle au titre du passé (avant le 1er janvier 2018), 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 toutefois 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 22 mars 2018 ses délibérations relatives aux niveaux de dotation au titre du Fonds de Péréquation de l'Électricité (FPE) pour EDF SEI et Électricité de Mayotte au titre des années 2018 à 2021. Le niveau annuel moyen de dotation au titre du FPE pour EDF SEI, y compris le projet de comptage évolué, est de 185 millions d'euros pour la période.

Par ailleurs, les arrêtés rectificatifs définissant le niveau des dotations et contributions au titre du FPE pour les années 2012 à 2015 ont été annulés par le Conseil d'État le 9 mars 2018. Des discussions sont en cours concernant le paramétrage des coefficients permettant le calcul des contributions ou recettes respectives d'Enedis et des différentes entreprises locales de distribution (ELD). À ce jour, les pouvoirs publics n'ont pas adopté les nouveaux arrêtés rectificatifs pour cette période, ni pour les années 2016 à 2018.

Les états financiers au 31 décembre 2018 intègrent le risque d'une modification des contributions d'Enedis et d'Électricité de Strasbourg pour la période 2012-2018, sur la base des échanges en cours avec les pouvoirs publics, sans préjudice du niveau définitif qui sera arrêté, ni de la position soutenue par les entreprises concernées auprès des pouvoirs publics.

4.4 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 2018, la loi de finances initiale pour 2019 prévoit au titre des charges de l'année 2019 :

- un compte d'affectation spéciale « Transition énergétique » (CAS) doté d'un montant de 7,3 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 et au paiement de l'annuité de remboursement du déficit cumulé dû à EDF ;
- un compte « Service public de l'énergie » du Budget Général doté d'un montant de 3,3 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 que depuis le 1er janvier 2018, les dispositifs des Tarifs de Première Nécessité (TPN électricité) et des Tarifs Spéciaux de Solidarité (gaz), ont été remplacés par le chèque-énergie, dont la charge n'est pas supportée par EDF mais est cependant budgétée par l'État dans le programme « Service Public de l'Énergie ». EDF supportera néanmoins des charges de solidarité en 2019 au titre du fonds de solidarité logement ou au titre de services à destination de clients précaires.

Le financement du mécanisme de compensation des charges de service public est, en 2019, 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 » créée 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 cokes (TICC) ainsi qu'une fraction de la taxe intérieure sur les produits énergétiques (TICPE). La loi de finances pour 2019 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 taxe 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 taxe CSPE est fixé au même niveau en 2019, qu'en 2018 à 22,5 €/MWh pour le taux plein, et entre 12 €/MWh et 0,5 €/MWh pour huit 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 seront en 2019, éligibles à compensation comme c'était déjà le cas depuis 2017, pour un montant annuel de l'ordre de 45 millions d'euros.

Par ailleurs, la loi de finance rectificative pour 2018 a ajusté à la baisse les compensations versées par l'État au titre des charges de service public en 2018 : celles-ci avaient en effet fortement diminué en raison de la hausse du prix du marché de l'électricité entre la prévision initiale de juillet 2017 pour 2018 et la reprévision de juillet 2018 pour 2018 : cela a donc mécaniquement fait diminuer l'écart entre le tarif d'obligation d'achat aux producteurs et le prix de valorisation de l'électricité sur le marché. Pour cette même raison, l'État a également ajusté à la baisse les compensations de 2018 au titre de l'écart observé entre la reprévision des charges de 2017 vu de juillet 2017 et le réalisé 2017 vu de juillet 2018.

Charges de service public d'EDF

Le montant des charges à compenser à EDF (hors annuité de remboursement et intérêts associés) au titre de 2018 s'élève à 6 554 millions d'euros.

Les montants encaissés sur l'année 2018 (hors annuité de remboursement et intérêts associés), s'établissent à 6 919 millions d'euros (dont 4 610 millions d'euros au titre du Compte d'Affectation Spéciale (CAS) « Transition énergétique » et 2 309 millions d'euros au titre du budget général).

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 Dailly auprès de deux groupes de cessionnaires, cession acceptée par l'État. En conséquence, depuis le 1er janvier 2017, EDF perçoit 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.

Au cours de l'année 2018, l'État a versé à EDF 1 217 millions d'euros au titre du principal de la créance financière, dont 1 194 millions d'euros à rattacher à l'échéancier de 2018 et 23 millions d'euros, versés le 2 janvier 2018, à celui de 2017. Les 1 194 millions d'euros perçus sont conformes à l'annuité 2018 de l'échéancier de remboursement. Au 31 décembre 2018, la part de la créance financière, due à EDF, en attente de remboursement s'élève à 2 014 millions d'euros.

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 sa délibération n° 2018-156 du 12 juillet 2018 constatant les charges de service public

au titre de 2017 (6 475 millions d'euros), la nouvelle prévision des charges au titre de 2018 (6 940 millions d'euros) et la prévision des charges au titre de 2019 (7 206 millions d'euros).

4.5 MÉCANISME DE CAPACITÉ

Le mécanisme de capacité est entré en vigueur en France le 1er janvier 2017. Ce dispositif instauré par le Code de l'énergie a pour objectif de garantir la sécurité d'approvisionnement en électricité de la France.

Le 8 novembre 2016, la Commission européenne a autorisé le projet français de mécanisme de capacité sous réserve de l'introduction de contrats de certification d'une durée de 7 ans pour les nouvelles capacités, de la prise en compte des capacités étrangères et de mesures visant à empêcher toute manipulation du marché.

S'agissant de la capacité relative à l'année 2018, plusieurs sessions de marché ont été organisées par EPEX Spot en 2017 et 2018. Les volumes échangés se sont élevés à 10,96 GW en novembre 2017 pour un prix de 9,31 €/kW, 10,25 GW en décembre 2017 pour un prix de 9,38 €/kW et 1,17 GW en avril 2018 pour un prix de 9,38 €/kW (soit un prix de référence de 9,34 €/kW pour l'année 2018).

S'agissant de la capacité relative à l'année 2019, plusieurs sessions de marché ont été organisées par EPEX Spot en 2017 et 2018. Les volumes échangés et les prix associés ont été les suivants :

Date du guichet	Quantités en GW	Prix €/kW
Décembre 2017	1,22	13,00
Mars 2018	1,24	18,50
Avril 2018	2,65	18,24
Juin 2018	4,99	18,50
Septembre 2018	5,22	18,50
Octobre 2018	5,48	16,77
Décembre 2018	5,91	18,05

Suite à la session du 13 décembre 2018, la dernière avant l'année de livraison, le prix de Référence Marché pour 2019 est connu : il est de 17,37 €/kW.

En parallèle de ces enchères, il existe un marché de gré à gré.

Depuis le début, EDF participe aux enchères. Le produit de ces enchères a été intégralement reconnu en chiffre d'affaires – ventes de biens.

Le prix de la capacité est répercuté dans l'ensemble des contrats des clients du fournisseur EDF, qu'ils soient au TRV ou en offre de marché, comme dans ceux des autres fournisseurs.

4.6 CERTIFICATS D'ÉCONOMIES D'ÉNERGIE (CEE)

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 1er 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 deux fois le coût actuel de l'obligation classique.

En 2018, le groupe EDF a fortement augmenté sa production de Certificats d'Économies d'Énergie par rapport à 2017 et va chercher à l'amplifier encore 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

La souscription ARENH pour l'année 2018 s'est élevée à 96,3 TWh, dont 87,1 TWh au titre de la fourniture des consommateurs finals et 9,2 TWh au titre de la fourniture des pertes aux gestionnaires de réseaux.

Ces souscriptions sont intervenues dans un contexte où, dès début septembre 2017, compte tenu des prix à terme du ruban 2018, l'ARENH (qui inclut dans les 42 €/MWh les garanties de capacité) était compétitive.

Lors du guichet ARENH de novembre 2018, la demande des fournisseurs alternatifs, qui s'est élevée à 132,98 TWh hors filiales EDF, ayant dépassé le plafond légal, EDF livrera 100 TWh en 2019 au titre de l'ARENH pour les besoins des clients finals de ses concurrents. Les souscriptions au titre des pertes réseau s'élèvent à 20,4 TWh.

Par délibération n° 2018-222 du 25 octobre 2018, la Commission de régulation de l'énergie a fixé, en application des dispositions du Code de l'énergie, la méthode de répartition des volumes d'ARENH en cas de demande exprimée supérieure au plafond législatif. Cette décision dispose notamment qu'en cas de dépassement du plafond d'ARENH au guichet de novembre 2018, d'une part, l'écrêtement ne s'appliquera qu'aux nouvelles demandes d'ARENH formulées lors de ce guichet et, d'autre part, les filiales contrôlées par EDF seront écrêtées intégralement (à l'exception des distributeurs qui ne le sont pas) pour les volumes conduisant à un dépassement du plafond. Elle prévoit enfin que lesdites filiales pourront conclure avec la société mère des contrats répliquant le dispositif de l'ARENH ainsi que les conditions d'approvisionnement, notamment le taux d'écrêtement des fournisseurs alternatifs. Lorsqu'il est mis en œuvre, ce mécanisme de l'écrêtement conduit à renforcer le poids de la référence aux prix de marché dans la détermination des tarifs réglementés de vente (TRV) et, toutes choses étant égales par ailleurs, à en renchérir la composante énergie.

NOTE 5 ÉVOLUTIONS DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION

Sur l'exercice 2018, le Groupe ne connaît pas de variation de périmètre significative hormis la cession de Dunkerque LNG (voir note 3.3), et hormis les opérations présentées ci-dessous :

5.1 FRAMATOME – FINALISATION DE LA COMPTABILISATION DU REGROUPEMENT D'ENTREPRISES

Conformément à IFRS 3 révisée, le Groupe a finalisé au 31 décembre 2018, la comptabilisation du regroupement d'entreprises lié à l'acquisition de Framatome le 31 décembre 2017.

Le montant final de certains éléments d'ajustements du prix d'acquisition ne devant être connu que postérieurement au 31 décembre 2018, le Groupe a estimé la valeur attendue de ces éléments (voir note 3.11.2) pour finaliser la comptabilisation du regroupement d'entreprises au 31 décembre 2018.

Les éventuels ajustements ultérieurs de l'estimation de la juste valeur de la contrepartie éventuelle seront comptabilisés en résultat.

Après prise en compte des justes valeurs d'actifs et de passifs, le bilan d'entrée définitif de Framatome au 31 décembre 2017, très peu différent du bilan d'entrée provisoire figurant en note 3.11.2, s'établit comme suit :

ACTIF

(en millions d'euros)	**Valeurs d'ouverture définitives**
Goodwill	-
Autres actifs incorporels	1 272
Immobilisations corporelles	1 096
Participations dans les entreprises associées et les co-entreprises	92
Actifs financiers	171
Impôts différés actifs	132
Stocks	610
Clients et comptes rattachés	4 422
Actifs d'impôts courants	5
Autres débiteurs	604
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-
TOTAL DE L'ACTIF	**8 404**

CAPITAUX PROPRES ET PASSIF

(en millions d'euros)	**Valeurs d'ouverture définitives**
Capital	707
Réserves et résultats consolidés	147
Capitaux propres – part du Groupe	**854**
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	4
Total des capitaux propres	**858**
Provisions	987
Passifs financiers	10
Impôts différés passifs	172
Fournisseurs et comptes rattachés	455
Dettes d'impôts courants	1
Autres créditeurs	5 921
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	**8 404**

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.

Au 31 décembre 2018, le prix d'acquisition retenu a été ajusté des compléments et ajustements de prix attendus.

L'écart d'acquisition définitif au 31 décembre 2018 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	1 960
Contrepartie transférée au 31 décembre 2018 (A)	**1 960**
Juste valeur de l'actif net de Framatome acquis	645
Juste valeur des actifs acquis et passifs repris (B)	**645**
GOODWILL DÉFINITIF (A) - (B)	**1 315**

5.2 ACQUISITION D'UN PROJET DE PARC ÉOLIEN EN MER DE 450 MW EN ÉCOSSE

Le groupe EDF, *via* EDF Renewables au Royaume-Uni, détenu par EDF Energy et EDF Renouvelables, a acquis le projet de parc éolien « Neart na Gaoithe [(1)] » auprès de Mainstream Renewable Power, acteur international de l'éolien et du solaire, au terme d'un processus compétitif.

Ce parc éolien en mer générera une puissance de 450 MW, et pourra alimenter plus de 375 000 foyers [(2)].

Le projet, qui dispose de toutes les autorisations administratives, est situé dans l'estuaire du Forth sur la côte est de l'Écosse et s'étend sur une superficie de 105 km^2. Il bénéficie d'un *Contract for Difference* (CFD) d'une durée de 15 ans au tarif de 140 € par MWh (correspondant à l'indexation du tarif de 2012, qui était fixé à 114,39 £/MWh), ainsi que des accords de raccordement au réseau. Ce projet bénéficie par ailleurs d'un régime de vent parmi les meilleurs d'Europe. La mise en service du parc est prévue en 2023.

L'investissement total nécessaire à la réalisation du projet s'élève à près de 1,8 milliard de livres sterling. Le projet sera ouvert à des partenaires le moment venu pour partager cet effort d'investissement.

5.3 EDISON FINALISE L'ACQUISITION DE EDISON ÉNERGIE (EX GAS NATURAL VENDITA ITALIA)

Suite à l'approbation de l'Union européenne, Edison a finalisé l'acquisition d'Edison Énergie (ex Gas Natural Vendita Italia (GNVI)) le 22 février 2018, et a renforcé sa position sur le marché domestique, en augmentant sa clientèle de 50 % et en étendant sa présence dans tout le pays. Le portefeuille de Edison Énergie est principalement situé dans le sud de l'Italie et se compose majoritairement de clients gaziers. Avec cette transaction, Edison renforce sa position clé d'opérateur énergétique national dans le secteur du commerce de détail. Le prix payé pour l'acquisition de la société s'élève à 193 millions d'euros (voir note 44.1.2.2 des comptes consolidés au 31 décembre 2017) et le goodwill comptabilisé suite à cette acquisition s'élève à 80 millions d'euros.

Par ailleurs, la finalisation de l'acquisition de Edison Énergie ouvre la voie au transfert, à Edison, du contrat de fourniture de gaz en provenance du gisement de Shah Deniz II en Azerbaïdjan.

(1) Neart na Gaoithe : traduction en gaélique de « Strength of the Wind » (Puissance du vent).

(2) Sur la base de la consommation moyenne d'électricité par foyer de 3 889 kWh le tout divisé par la consommation d'énergie globale au Royaume-Uni (publiée en juillet 2017), et du coefficient de charge moyen des éoliennes offshore de Renewable-UK estimé à 37,2 %.

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 (le principal décideur opérationnel pour le Groupe).

En 2018, le Groupe a fait évoluer son information sectorielle et présente de façon distincte EDF Renouvelables et Dalkia, précédemment inclus dans le secteur « Autres métiers ».

Les secteurs retenus par le Groupe sont les suivants :

- **« France – Activités de production et commercialisation »** qui regroupe les activités de production et commercialisation d'EDF. Les activités de *trading* de matières premières d'EDF et autres sont également incluses dans ce secteur ;
- **« France – Activités régulées »** qui regroupe les activités de distribution, l'activité transport, les activités insulaires d'EDF et les activités d'Électricité de Strasbourg ;
- **« Framatome »** qui désigne les entités du sous-groupe Framatome ;
- **« 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 ;
- **« EDF Renouvelables »** qui désigne les entités du sous-groupe EDF Renouvelables (ex EDF Énergies Nouvelles) ;
- **« Dalkia »** qui désigne les entités du sous-groupe Dalkia ;
- **« Autres métiers »** qui comprennent en particulier EDF Trading et EDF Investissements Groupe.

Aucun regroupement de secteurs n'a été effectué.

6.1.1 Au 31 décembre 2018

(en millions d'euros)	France – Activités de production et commercialisation	France – Activités régulées	Framatome	Royaume-Uni	Italie	Autre international	EDF Renouvelables [1]	Dalkia	Autres métiers	Éliminations intersecteurs	Total
Compte de résultat :											
Chiffre d'affaires externe	24 937	16 007	1 904	8 965	8 477	2 227	1 089	3 633	1 737	-	68 976
Chiffre d'affaires intersecteur	1 159	41	1 409	5	30	184	416	556	864	(4 664)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	**26 096**	**16 048**	**3 313**	**8 970**	**8 507**	**2 411**	**1 505**	**4 189**	**2 601**	**(4 664)**	**68 976**
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	**6 327**	**4 916**	**465**	**783**	**791**	**240**	**856**	**292**	**858**	**(263)**	**15 265**
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	**2 963**	**1 914**	**240**	**(397)**	**(127)**	**(10)**	**316**	**72**	**574**	**(263)**	**5 282**
Bilan :											
Goodwill	53	223	1 317	7 578	108	20	206	548	142	-	10 195
Immobilisations incorporelles et corporelles	53 219	60 802	2 392	15 467	6 197	2 119	8 856	2 283	689	-	152 024
Participations dans les entreprises associées et les co-entreprises [2]	2 394	-	87	79	73	4 053	1 307	29	265	-	8 287
Autres actifs sectoriels [3]	19 313	3 583	1 965	4 604	2 541	647	824	1 909	3 893	-	39 279
Actifs détenus en vue de la vente	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres actifs non affectés	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	73 384
TOTAL ACTIF	**74 979**	**64 608**	**5 761**	**27 728**	**8 919**	**6 839**	**11 193**	**4 769**	**4 989**	**-**	**283 169**
Autres informations :											
Dotations aux amortissements	(3 307)	(2 942)	(211)	(982)	(574)	(249)	(437)	(205)	(99)	-	(9 006)
Pertes de valeur	(2)	-	(12)	(163)	(314)	-	(103)	-	(4)	-	(598)
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	109	42	194	5 425	336	401	848	304	518	-	8 177
Investissements corporels et incorporels	5 526	4 334	261	2 983	447	216	1 919	388	112	-	16 186

(1) EDF Renouvelables (ex EDF Énergies Nouvelles).

(2) Au 31 décembre 2018, les participations dans les entreprises associées et les co-entreprises comprennent 50,1 % d'intérêts dans le palier CTE (co-entreprise détenant les titres RTE) rattaché au secteur France – Activités de production et commercialisation.

(3) 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 799 millions d'euros.

6.1.2 Au 31 décembre 2017

L'information au 31 décembre 2017 a été retraitée selon la segmentation opérationnelle retenue dans les comptes consolidés au 31 décembre 2018 et les dispositions de la norme IFRS 15 (voir note 2.1.4).

(en millions d'euros)	France – Activités de production et commercialisation	France – Activités régulées	Framatome [1]	Royaume-Uni	Italie	Autre international	EDF Renouvelables	Dalkia	Autres métiers	Éliminations inter-secteurs	Total
Compte de résultat :											
Chiffre d'affaires externe	24 011	15 773	-	8 681	7 700	2 993	971	3 271	1 492	-	64 892
Chiffre d'affaires intersecteur	1 073	63	-	7	22	173	309	480	983	(3 110)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	**25 084**	**15 836**	**-**	**8 688**	**7 722**	**3 166**	**1 280**	**3 751**	**2 475**	**(3 110)**	**64 892**
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	**4 896**	**4 898**	**-**	**1 035**	**910**	**457**	**751**	**259**	**536**	**-**	**13 742**
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	**3 048**	**2 035**	**-**	**(296)**	**(96)**	**314**	**361**	**13**	**258**	**-**	**5 637**
Bilan :											
Goodwill	53	223	1 257	7 586	18	15	206	537	141	-	10 036
Immobilisations incorporelles et corporelles	50 433	59 008	2 336	14 074	6 396	2 155	8 230	2 128	2 103	-	146 863
Participations dans les entreprises associées et les co-entreprises [2]	2 040	-	92	114	67	3 812	903	34	187	-	7 249
Autres actifs sectoriels [3]	20 165	3 784	1 694	4 306	2 405	628	578	1 737	5 072	-	40 369
Actifs détenus en vue de la vente	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres actifs non affectés	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	67 325
TOTAL ACTIF	**72 691**	**63 015**	**5 379**	**26 080**	**8 886**	**6 610**	**9 917**	**4 436**	**7 503**	**-**	**271 842**
Autres informations :											
Dotations aux amortissements	(3 138)	(2 797)	-	(1 097)	(603)	(246)	(361)	(187)	(108)	-	(8 537)
Pertes de valeur	(73)	-	-	(246)	(150)	(19)	(29)	(1)	-	-	(518)
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	-	39	209	5 109	370	407	113	155	940	-	7 342
Investissements corporels et incorporels	5 839	4 003	-	2 408	457	325	1 190	392	133	-	14 747

(1) Le groupe Framatome a été acquis au 31 décembre 2017.
(2) Au 31 décembre 2017, les participations dans les entreprises associées et les co-entreprises comprenaient les données de RTE dans le secteur France – Activités régulées.
(3) 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.

6.2 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 et fabrications d'équipements et de combustibles pour les réacteurs, 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…).

(en millions d'euros)	Production – Commercialisation	Distribution	Autres [1]	Total
2018 :				
Chiffre d'affaires externe :				
■ dont France [2]	25 217	15 555	172	40 944
■ dont International et Autres métiers	21 392	-	6 640	28 032
CHIFFRE D'AFFAIRES	**46 609**	**15 555**	**6 812**	**68 976**

(1) Les « Autres » groupes de services incluent en particulier Framatome, entité acquise le 31 décembre 2017 (voir note 3.11.2)
(2) La France regroupe ici les deux secteurs opérationnels « France – Activités de production et commercialisation » et « France – Activités régulées » (voir note 6.1).

(en millions d'euros)	Production – Commercialisation	Distribution	Autres	Total
2017 :				
Chiffre d'affaires externe :				
■ dont France [1]	24 327	15 292	165	39 784
■ dont International et Autres métiers	20 326	-	4 782	25 108
CHIFFRE D'AFFAIRES	**44 653**	**15 292**	**4 947**	**64 892**

(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)	2018	2017 retraité (1)
Ventes d'énergie et de services liés à l'énergie	63 713	62 102
Autres ventes de biens et de services	4 387	2 186
Trading	876	604
CHIFFRE D'AFFAIRES	**68 976**	**64 892**

(1) Les comptes consolidés de l'exercice 2017 ont été retraités de la norme IFRS 15 (voir note 2.1).

Retraité des effets de change et périmètre, le chiffre d'affaires de l'exercice 2018 est en hausse de 4 % soit 2,6 milliards d'euros, principalement sur la France – Activités de production et commercialisation (+ 3,9 % soit + 0,9 milliard d'euros), en Italie (+ 6,1 % soit + 0,5 milliard d'euros), et de façon générale sur l'ensemble des segments (chiffres en données contributives).

La hausse du chiffre d'affaires en France – Activités de production et commercialisation, observée en 2018 est principalement liée à une augmentation des reventes sur les marchés des obligations d'achats (effet neutre en EBE avec la CSPE), notamment du fait d'un fort effet volume, d'effets prix favorables sur les offres de marché, et de l'augmentation de la composante CEE dans les offres en lien avec l'augmentation du coût de l'obligation. La forte hausse de la production nucléaire (+ 14,1 TWh), au regard d'une année 2017 fortement pénalisée notamment par plusieurs arrêts de réacteurs, de même que celle de la production hydraulique (+ 9,2 TWh en net), ont quant à elles essentiellement permis de réduire la position nette acheteuse en euros sur les marchés par rapport à la situation de 2017. Ces effets sont favorables pour l'EBE mais ne se traduisent pas dans la comparaison du chiffre d'affaires entre 2017 et 2018, le Groupe étant en position d'acheteur net en euros sur les deux exercices.

En Italie, le chiffre d'affaires est en croissance en raison d'une évolution favorable des volumes sur le segment des professionnels et de la croissance de la production hydraulique en lien avec une meilleure hydraulicité et d'effets prix très favorables sur les activités gaz et exploration-production grâce à l'évolution favorable du prix du brent et du gaz.

Par ailleurs, l'effet périmètre de Framatome, acquis au 31 décembre 2017, sur les autres ventes de biens et services s'élève à 1 904 millions d'euros.

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)	2018	2017 retraité (1)
Achats consommés de combustible – production d'énergie	(12 337)	(12 167)
Achats d'énergie	(13 351)	(13 816)
Charges de transport et d'acheminement	(7 724)	(7 441)
Résultat lié à la comptabilité de couverture	(18)	80
(Dotations) et reprises de provisions liées au combustible nucléaire et aux achats d'énergie	418	443
ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	**(33 012)**	**(32 901)**

(1) Les comptes consolidés de l'exercice 2017 ont été retraités de la norme IFRS 15 (voir note 2.1).

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.

NOTE 9 AUTRES CONSOMMATIONS EXTERNES

Les différentes composantes constituant les autres consommations externes sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2018	2017
Services extérieurs	(13 189)	(11 678)
Autres achats (hors services extérieurs, combustible et énergie)	(3 504)	(2 706)
Production stockée et immobilisée	7 139	5 485
(Dotations) et reprises de provisions sur autres consommations externes	190	160
AUTRES CONSOMMATIONS EXTERNES	**(9 364)**	**(8 739)**

Retraitées des effets de change et périmètre (dont principalement Framatome en 2018), les autres consommations externes sont stables par rapport à 2017.

NOTE 10 CHARGES DE PERSONNEL

10.1 CHARGES DE PERSONNEL

Les différentes composantes des charges de personnel sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2018	2017
Rémunérations	(8 776)	(7 790)
Charges de sécurité sociale	(1 963)	(1 844)
Intéressement et participation	(278)	(223)
Autres contributions liées au personnel	(388)	(383)
Autres charges liées aux avantages à court terme	(233)	(212)
Avantages à court terme	**(11 638)**	**(10 452)**
Charges liées aux régimes à cotisations définies	(1 033)	(938)
Charges liées aux régimes à prestations définies	(1 017)	(994)
Avantages postérieurs à l'emploi	**(2 050)**	**(1 932)**
Autres avantages à long terme	-	(83)
Indemnités de fin de contrat	(2)	11
Autres charges de personnel	**(2)**	**(72)**
CHARGES DE PERSONNEL	**(13 690)**	**(12 456)**

Retraitées des effets de change et périmètre (dont principalement Framatome en 2018), les charges de personnel sont en diminution de 0,6 % par rapport à 2017, principalement sur le secteur France - Activités de production et commercialisation.

10.2 EFFECTIFS MOYENS

	2018	2017
Statut IEG	98 358	100 185
Autres	63 850	50 888
EFFECTIFS MOYENS	**162 208**	**151 073**

Les effectifs moyens du Groupe présentés dans le tableau ci-dessus pour l'année 2017 n'intégraient 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 équivalent temps plein.

Une présentation plus détaillée des catégories d'effectifs est présentée dans les « Informations environnementales et sociétales – Ressources humaines », partie 3.9.3.2.3 « Indicateurs sociaux » du document de référence.

NOTE 11 IMPÔTS ET TAXES

Les impôts et taxes s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	2018	2017
Impôts et taxes sur rémunérations	(297)	(267)
Impôts et taxes liés à l'énergie	(1 561)	(1 518)
Autres impôts et taxes	(1 839)	(1 756)
IMPÔTS ET TAXES	**(3 697)**	**(3 541)**

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 :

(en millions d'euros)	Notes	2018	2017
Subventions d'exploitation	12.1	6 846	6 823
Résultat de déconsolidation	12.2	194	214
Résultat de cession d'immobilisations	12.2	54	57
Dotations nettes aux provisions sur actifs courants		73	42
Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation		(132)	137
Autres produits et charges	12.3	(983)	(786)
AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS		**6 052**	**6 487**

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 6 554 millions d'euros en 2018 (6 547 millions d'euros en 2017).

12.2 RÉSULTATS DE DÉCONSOLIDATION ET DE CESSION D'IMMOBILISATIONS

Les résultats de déconsolidation et de cession d'immobilisations intègrent principalement en 2018 :

- des plus-values de cession d'actifs de production d'EDF Renouvelables réalisées dans le cadre de ses activités de développement-vente d'actifs structurés (DVAS) pour 192 millions d'euros (180 millions d'euros en 2017) ;
- des plus-values de cession relatives à des actifs immobiliers en France pour 262 millions d'euros (307 millions d'euros en France et en Italie en 2017).

12.3 AUTRES PRODUITS ET CHARGES

Les autres produits et charges intègrent principalement les pertes relatives aux créances d'exploitation irrécouvrables, ainsi que les coûts relatifs aux Certificats d'Économies d'Énergie (CEE) utilisés ou consommés sur l'exercice. L'évolution défavorable des autres produits et charges sur l'année 2018 s'explique principalement par le renchérissement des coûts liés aux CEE.

NOTE 13 PERTES DE VALEUR/REPRISES

13.1 PERTES DE VALEUR PAR CATÉGORIE D'IMMOBILISATIONS

Les pertes de valeur et reprises s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	2018	2017
Pertes de valeur sur goodwill	18	-	-
Pertes de valeur sur autres actifs incorporels	19	(52)	(16)
Pertes de valeur sur actifs corporels et actifs destinés à être cédés	21-22-43	(546)	(502)
PERTES DE VALEUR NETTES DES REPRISES		**(598)**	**(518)**

Pour mémoire, les pertes de valeur enregistrées au 31 décembre 2017 s'élevaient à (518) millions d'euros et concernaient :

- des actifs thermiques pour (188) millions d'euros au Royaume-Uni ;
- certains champs d'exploration-production d'Edison pour (150) millions d'euros ;
- d'autres pertes de valeur sur des actifs spécifiques pour (131) millions d'euros (notamment au titre de certains actifs immobiliers au Royaume-Uni et en France et à des projets hydrauliques en France) ;
- différentes UGT d'EDF Renouvelables (notamment une société spécialisée dans les batteries aux États-Unis) pour (29) millions d'euros.

Des pertes de valeur pour un montant de (618) millions d'euros avaient par ailleurs été comptabilisées au titre des entreprises associées au 31 décembre 2017 (voir note 23).

Les pertes de valeur enregistrées en 2018 s'élèvent à (598) 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 2018, ainsi que certaines hypothèses-clés retenues.

Par ailleurs, comme indiqué en note 3.11.2, le Groupe a finalisé en date du 31 décembre 2018, l'allocation du prix d'acquisition de 75,5 % du capital de Framatome. Les actifs acquis, notamment le goodwill, les immobilisations incorporelles et corporelles ont été comptabilisés à leur juste valeur au 31 décembre 2017, date de l'acquisition.

Les travaux conduits dans le cadre des tests de dépréciation au 31 décembre 2018 ne remettent pas en cause les valeurs ainsi déterminées.

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 2018 *(en millions d'euros)*
	Goodwill EDF Energy	7 604			-
Royaume-Uni	Marque British Energy	34	6,3 %	-	(34)
Italie	Marque Edison	945	6,5 % (distribution) – 8,9 % (exploration-production)	2,0 %	-
	Goodwill Dalkia	550	4,4 %	1,7 %	-
Dalkia	Marque Dalkia	130	4,9 %	1,7 %	-
PERTES DE VALEUR SUR GOODWILL ET IMMOBILISATIONS INCORPORELLES À DURÉE DE VIE INDÉTERMINÉE					**(34)**

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 2018 *(en millions d'euros)*
	CCGT	Baisse des *clean spark spread* et suspension temporaire du mécanisme de capacité		(106)
Royaume-Uni	Centrales charbon	Niveau des *clean dark spread* et suspension temporaire du mécanisme de capacité	6,3 %	(16)
Italie	Actifs E&P d'Edison	Baisse des perspectives des cours du brent à long terme et Profils de production selon les champs	6,9 % – 10,4 % selon les pays	(308)
EDF Renouvelables	UGT d'EDF Renouvelables		4,2 % – 6,4 %	(103)
Autres pertes de valeur				(31)
PERTES DE VALEUR SUR AUTRES ACTIFS INCORPORELS ET CORPORELS				**(564)**

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 stables par rapport au 31 décembre 2017. Sur les pays cœur de la zone euro (en particulier France et Belgique), l'effet de la diminution des taux d'impôts est compensé par l'évolution légèrement en baisse des taux sans risque et du risque pays. Au Royaume-Uni et en Italie, les CMPC restent stables malgré les impacts des réformes fiscales, les primes de risque pays sont maintenues à un niveau identique à 2017. Les résultats des tests font l'objet d'analyses de sensibilité au taux d'actualisation.

L'environnement de marché en 2018 est en nette amélioration par rapport à 2017 avec des prix de marché de l'électricité en forte augmentation. Les prix des matières premières se sont accrus en 2018 même si la hausse s'est ralentie sur le second semestre. Les prix du CO_2 ont également connu une augmentation significative, notamment sous l'impulsion de la Market Stability Reserve.

Sur l'horizon de marché, les prix *forward* sont également en nette hausse par rapport aux niveaux de prix retenus dans le cadre du PMT précédent.

En revanche, sur l'horizon long terme, la vision des fondamentaux est en baisse par rapport à l'an dernier, le scénario de référence intégrant de façon plus marquée les objectifs environnementaux, notamment européens, avec pour conséquence une réduction de la demande en énergies fossiles. Les trajectoires des prix des combustibles et de l'électricité retenues dans le cadre des tests de dépréciation ressortent ainsi dans les différents pays cœur en deçà de celles retenues l'an dernier malgré les impacts du mécanisme de l'ETS (EU Émissions Trading System) avec une baisse plus marquée au Royaume-Uni en raison d'une prudence accrue sur le maintien dans le temps du *Carbon Price Support*. S'agissant d'hypothèses structurantes pour la détermination de la valeur recouvrable des analyses de sensibilité sont réalisées sur les courbes de prix long terme dans le cadre de la réalisation des tests de dépréciation.

Par ailleurs, la mise en œuvre de mécanismes de capacité, sous différentes modalités selon les pays, reste un moyen incertain pour rétablir une rémunération suffisante pour certains actifs de production. Ainsi, ce mécanisme n'est toujours pas adopté en Italie. Au Royaume Uni, le marché de capacité britannique est suspendu depuis le 18 novembre 2018 suite à une décision de la Cour européenne de Justice concluant à sa non-conformité aux règles européennes relatives aux Aides d'État ; le test effectué prend en compte la mise en place d'un nouveau système à partir du deuxième semestre 2019, hypothèse cohérente avec l'objectif du gouvernement Britannique de tenir de nouvelles enchères pour l'été 2019 avec une livraison en 2019/2020.

À fin 2018, 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 exercices précédents ; les dépréciations constatées traduisent des risques propres à certaines UGT ou actifs spécifiques.

Royaume-Uni – EDF Energy

Marque British Energy

La marque British Energy est désormais intégralement dépréciée au 31 décembre 2018, les perspectives d'utilisation ou de cession étant aujourd'hui très limitées.

Actifs thermiques

Pour rappel, des dépréciations significatives ont été enregistrées ces dernières années sur les différents actifs thermiques du Groupe en Angleterre, conduisant en particulier à une valeur nette comptable quasi-nulle pour les centrales au charbon et les stockages gaz. Les investissements réalisés pour les centrales au charbon de Cottam et West Burton A ont été totalement dépréciés pour un montant de (16) millions d'euros en cohérence avec les décisions prises en 2017 de fermeture anticipée des centrales. Le 7 février 2019, EDF Energy a annoncé la fermeture de la centrale au charbon de Cottam.

Au 31 décembre 2018, la suspension temporaire du mécanisme de capacité et, sur le long terme, des perspectives plus basses sur les prix de capacité et sur les *clean spark spreads* par rapport à la vision fin 2017 conduisent à enregistrer une dépréciation complémentaire de la valeur de la centrale au gaz de West Burton B (CCGT) de (106) millions d'euros. La valeur de cet actif est sensible aux variations de prix ; ainsi une variation de 5 % des *clean spark spread* aurait un impact d'environ 5 % sur la valeur recouvrable du CCGT West Burton B.

Actifs nucléaires (centrales en exploitation et projet Hinkley Point C) et Goodwill

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 technologie 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). Le niveau de production retenue pour le test est en ligne avec la haute disponibilité du parc nucléaire atteinte ces dernières années, l'exercice 2018 ayant connu un niveau de production décalé à la baisse en raison de certains événements spécifiques. La valeur recouvrable du parc nucléaire d'EDF Energy diminue par rapport à 2017, majoritairement en lien avec les trajectoires de prix long terme en baisse, mais reste supérieure à la valeur nette comptable des actifs. Une variation de 5 % des prix de l'électricité par rapport à la trajectoire retenue dans le cadre du test aurait un impact de 14 % sur la valeur recouvrable de l'actif sans remise en cause de la marge du test.

Le goodwill d'EDF Energy s'élève à 7,6 milliards d'euros au 31 décembre 2018 (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.

De même qu'au 31 décembre 2017, le test tient compte des dernières estimations des coûts du projet (cf. communiqué de presse du 3 juillet 2017) c'est-à-dire 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. Le taux de rentabilité prévisionnel (TRI) pour EDF est estimé à environ 8,5 % (contre environ 9 % initialement).

Hormis les éléments rappelés ci-avant s'agissant des perspectives de prix de moyen et de long terme, la valeur recouvrable d'EDF Energy intègre également en 2018 des hypothèses en diminution sur le niveau de marges à l'aval, en lien avec la mise en place du cap sur le *Standard Variable Tariff* et à plus long terme, de taux de marge jugés relativement limités sur le marché britannique. Sur ces bases, l'excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable d'EDF Energy reste significatif au 31 décembre 2018.

S'agissant d'HPC, la revue de projet identifiait par ailleurs un risque de report de la livraison (*Commercial Operations Date*) 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.

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 CO_2 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. Une étude externe de valorisation de la marque a par ailleurs été réalisée et conclut à une valeur d'utilité de la marque supérieure à sa valeur nette comptable.

Au 31 décembre 2018, la valeur recouvrable de certains actifs « électricité » est en amélioration du fait de l'environnement de marché court terme favorable (actifs hydrauliques) ou d'investissements réalisés dans des projets présentant une forte rentabilité (actifs éoliens). Les actifs thermiques, en revanche, voient leur valeur recouvrable diminuer du fait de perspectives légèrement en baisse du niveau des prix de la capacité et des services auxiliaires sur le long terme, sans remettre en cause toutefois la marge du test.

Des risques additionnels d'un montant de (308) millions d'euros ont en revanche été mis en évidence en 2018 sur certains champs d'exploration-production, sous l'effet principalement d'une dégradation des perspectives des cours du brent sur le long terme et pour certains d'entre eux, de la révision de profils de production.

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 « merchant », 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 (60) millions d'euros.

EDF Renouvelables

En 2018, 103 millions d'euros de pertes de valeur ont été comptabilisés au titre de différentes UGT d'EDF Renouvelables, concernant principalement un parc éolien aux États-Unis et une société de technologie biomasse aux États-Unis.

Dalkia

Au 31 décembre 2018, le goodwill de Dalkia ressort à 550 millions d'euros et 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. Selon les hypothèses actualisées en 2018, 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 de 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 2018 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 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 1er 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 % au 31 décembre 2018. 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 exploitation (à l'exception de Fessenheim), en cohérence avec sa stratégie industrielle. La capacité nucléaire reste par ailleurs plafonnée dans le test à 63,2 gigawatts conformément à la loi de transition énergétique.

Une hypothèse de rémunération de capacité stable de 10 euros du kilowatt est prise en compte sur l'horizon de long terme, en cohérence avec l'analyse des fondamentaux du système retenue dans le cadre du scénario de référence. La moyenne des enchères réalisées en 2018 s'élève à 18 euros du kilowatt.

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 hausse des prix de l'électricité sur l'horizon de marché et par la mise en œuvre des plans d'économies. La marge du test est un peu en retrait par rapport à celui réalisé au 31 décembre 2017, principalement du fait de scénarios de prix à long terme plus bas, et dans la mesure où sur le court terme, l'ARENH ne permet pas de capter toute la valeur en lien avec l'augmentation des prix *forwards*.

Les hypothèses structurantes du test sont en particulier la durée de vie des actifs nucléaires, le scénario de prix à long terme, ainsi que le taux d'actualisation, l'évolution des coûts et des investissements et 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. Le test réalisé au 31 décembre 2018 intègre également en sensibilité les propositions de fermetures anticipées de certaines tranches nucléaires telles qu'inscrites dans le projet de programmation pluriannuelle de l'énergie, sans modification des conclusions du test.

Autre international – Belgique

Le test de dépréciation mis en œuvre sur EDF Luminus ne met pas en évidence de risque de dépréciation. La marge du test est toutefois pénalisée par les actifs nucléaires Tihange 2 et 3 et Doel 3 et 4, dans lequel EDF Luminus détient 10,2 %.

Enfin des pertes de valeur au titre des entreprises associées ont également été enregistrées au 31 décembre 2018 à hauteur de (39) 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 (105) millions d'euros au 31 décembre 2018. Ils comprennent principalement une plus-value de 755 millions d'euros dans le cadre de la cession de Dunkerque LNG et une dotation aux provisions pour contrat onéreux de (737) millions d'euros liée au contrat à long terme avec la société Dunkerque LNG, soit un impact net de 18 millions d'euros (voir note 3.3). Ils comprennent également (36) millions d'euros liés aux primes exceptionnelles de solidarité en France et (15) millions d'euros liés à l'ajustement du mécanisme de *guaranteed minimum pension* d'EDF Energy (voir note 31.3.1).

Les autres produits et charges d'exploitation s'élevaient à 1 363 millions d'euros au 31 décembre 2017 et comprenaient 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.

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)	2018	2017
Charges d'intérêts sur opérations de financement	(1 769)	(1 869)
Variation de juste valeur des dérivés et éléments de couverture sur dettes	(93)	37
Reprise en résultat des variations de juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie	102	31
Résultat net de change sur endettement	44	23
COÛT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT	**(1 716)**	**(1 778)**

15.2 EFFET DE L'ACTUALISATION

L'effet 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.

L'augmentation de cette charge au 31 décembre 2018 est en lien avec une baisse du taux d'actualisation réel des provisions nucléaires en France en 2018 plus forte qu'en 2017 (voir note 29.1).

La décomposition de cette charge est présentée ci-après :

(en millions d'euros)	2018	2017
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme	(875)	(884)
Provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers cœurs [(1)]	(2 480)	(1 968)
Autres provisions et avances	(131)	(107)
EFFET DE L'ACTUALISATION	**(3 486)**	**(2 959)**

(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)	2018	2017
Produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie	13	21
Produits (charges) sur autres actifs financiers (dont prêts et créances)	254	295
Produits (charges) sur titres de dettes et de capitaux propres	496	-
Variations des instruments financiers évalués à la juste valeur par compte de résultat	(995)	(102)
Produits (charges) sur actifs financiers disponibles à la vente	-	1 395
Autres charges financières	(261)	(52)
Résultat de change sur éléments financiers hors dettes	(91)	(41)
Produits sur les actifs de couverture	475	470
Intérêts d'emprunts capitalisés	502	515
AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	**393**	**2 501**

Les données comparatives de l'année 2018 n'ont pas été retraitées, conformément à l'approche simplifiée d'IFRS 9. Ainsi, les « produits (charges) sur titres de dettes et de capitaux propres » incluent sur l'année 2018 des dividendes et des produits d'intérêts sur titres de dettes pour un montant de 494 millions d'euros ainsi que des plus-values nettes de cessions pour un montant de 2 millions d'euros (dont (12) millions d'euros sur les actifs dédiés).

Les dividendes et produits d'intérêts sur titres de dettes étaient présentés sur l'année 2017 avec les plus-values nettes de cessions au sein des « produits (charges) sur actifs financiers disponibles à la vente » pour un montant de 410 millions d'euros.

Les autres produits et charges financiers incluent sur l'année 2018, des variations de juste valeur liée aux instruments financiers pour (995) millions d'euros. Dans un contexte de marchés orientés à la baisse, notamment en fin d'année 2018, cette évolution défavorable s'explique par la variation de la juste valeur des titres de dettes et de capitaux propres à hauteur de (1 026) millions d'euros (dont (989) millions d'euros au titre des actifs dédiés) et par les variations de juste valeur d'instruments dérivés à hauteur de 31 millions d'euros. En 2017, les autres variations de juste valeur des instruments financiers pour (102) millions d'euros incluaient (42) millions d'euros au titre des actifs dédiés et concernaient principalement des instruments dérivés détenus à des fins de transactions.

Inversement, les « produits (charges) sur actifs financiers disponibles à la vente » incluaient sur l'année 2017 des plus-values de cessions (incluant des reprises de provisions) pour 985 millions d'euros (dont 985 millions d'euros au titre des actifs dédiés).

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)	2018	2017
Impôts courants	(358)	42
Impôts différés	507	(189)
TOTAL	**149**	**(147)**

En 2018, la charge d'impôt courant provient des sociétés en France pour (168) millions d'euros et des autres filiales pour (190) millions d'euros (respectivement 314 millions d'euros et (272) millions d'euros en 2017).

16.2 RAPPROCHEMENT DE LA CHARGE D'IMPÔT THÉORIQUE ET DE LA CHARGE D'IMPÔT EFFECTIVE (PREUVE D'IMPÔT)

(en millions d'euros)	2018	2017
Résultat des sociétés intégrées avant impôt	**473**	**3 401**
Taux d'impôt sur les bénéfices applicable à la maison mère	34,43 %	34,43 %
Charge théorique d'impôt	**(163)**	**(1 171)**
Différences de taux d'imposition [1]	(90)	51
Différences permanentes [2]	30	476
Impôts sans base [3]	239	478
Actifs d'impôts différés non reconnus	132	20
Autres	1	(1)
CHARGE RÉELLE D'IMPÔT	**149**	**(147)**
TAUX EFFECTIF D'IMPÔT	**- 31,54 %**	**4,32 %**

L'impôt sur les résultats de + 149 millions d'euros en 2018, correspondant à un taux effectif d'impôt de - 31,54 % (contre (147) millions d'euros en 2017, correspondant à un taux effectif d'impôt de 4,32 %) est essentiellement lié à des éléments non récurrents (cessions ou dépréciations). Retraité de ces éléments non récurrents, le taux effectif d'impôt courant en 2018 est de 25,70 %, contre 18 % en 2017.

La différence entre le taux d'impôt théorique et le taux effectif s'explique essentiellement par les éléments suivants :

- pour 2018 :
  - [2] l'impact favorable des cessions de participations et d'actifs soumis à un taux réduit d'imposition pour 199 millions d'euros (principalement Dunkerque LNG - voir note 3.3),
  - [3] l'impact de la déduction des rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée pour 203 millions d'euros ;
- 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) 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 de la déduction des rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée pour 195 millions d'euros.

16.3 VARIATION DES ACTIFS ET PASSIFS D'IMPÔTS DIFFÉRÉS

(en millions d'euros)	2018	2017
Impôts différés actifs	1 220	1 641
Impôts différés passifs	(2 362)	(2 272)
Impôts différés nets au 1er janvier	**(1 142)**	**(631)**
Variation en résultat net	508	(189)
Variation en capitaux propres	(354)	(437)
Écarts de conversion	23	61
Mouvements de périmètre	(28)	22
Autres mouvements	(16)	32
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS AU 31 DÉCEMBRE	**(1 009)**	**(1 142)**
Dont impôts différés actifs	978	1 220
Dont impôts différés passifs	(1 987)	(2 362)

La variation des impôts différés en capitaux propres de l'exercice 2018 est liée à hauteur de (309) millions d'euros aux écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel pour les régimes postérieurs à l'emploi ((349) millions d'euros sur l'exercice 2017).

16.4 VENTILATION DES IMPÔTS DIFFÉRÉS PAR NATURE

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
Impôts différés :		
Immobilisations	(5 627)	(5 419)
Provisions pour avantages du personnel	4 493	5 203
Autres provisions et pertes de valeur	557	378
Instruments financiers	172	163
Déficits reportables et crédits d'impôts non utilisés	1 448	1 289
Autres	187	132
Impôts différés actifs et passifs	**1 230**	**1 746**
Impôts différés actifs non reconnus	(2 239)	(2 888)
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS	**(1 009)**	**(1 142)**

Au 31 décembre 2018, les actifs d'impôts différés non reconnus représentent une économie d'impôt potentielle de 2 239 millions d'euros (2 888 millions d'euros au 31 décembre 2017) et se situent principalement en France et aux États-Unis.

En France, cette économie d'impôt potentielle à hauteur de 1 449 millions d'euros (2 043 millions d'euros au 31 décembre 2017) 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 de 485 millions d'euros (499 millions d'euros en 2017) est liée à un résultat fiscal négatif générant des déficits dont l'expiration se situe entre 2029 et 2039.

Les impôts différés actifs sur déficits reportables activés sont de 662 millions d'euros (497 millions d'euros en 2017) et se situent principalement aux États-Unis pour 230 millions d'euros (199 millions d'euros en 2017) et en France pour 214 millions d'euros (51 millions d'euros en 2017), ainsi qu'au Canada et en Belgique. 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, en raison 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 :

(en millions d'euros)	**2018**	**2017**
Résultat attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	1 177	3 173
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	(584)	(565)
Effet des instruments dilutifs	-	-
Résultat net utilisé pour le calcul du résultat par action	**593**	**2 608**
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation sur l'exercice	**2 968 327 473**	**2 660 243 412**
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation – dilué sur l'exercice	**2 968 327 473**	**2 660 243 412**
Résultats par action (en euros) :		
RÉSULTAT PAR ACTION	**0,20**	**0,98**
RÉSULTAT DILUÉ PAR ACTION	**0,20**	**0,98**

En 2018, le paiement en actions du solde sur dividende au titre de l'exercice 2017 s'est traduit par une augmentation de capital et de la prime d'émission d'un montant total de 847 millions d'euros correspondant à l'émission de 82 828 872 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 :

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
Valeur nette comptable à l'ouverture	**10 036**	**8 923**
Acquisitions	116	1 396
Cessions	-	-
Pertes de valeur (note 13)	-	-
Écarts de conversion	(61)	(282)
Autres mouvements	104	(1)
VALEUR NETTE COMPTABLE À LA CLÔTURE	**10 195**	**10 036**
Valeur brute à la clôture	10 960	10 802
Cumul des pertes de valeur à la clôture	(765)	(766)

En 2018, les variations observées sont liées principalement à :

- la variation du goodwill liée à la finalisation de la comptabilisation du regroupement d'entreprises sur l'acquisition de Framatome du 31 décembre 2017 pour 58 millions d'euros (voir notes 5.1 et 3.11.2) ;
- l'acquisition d'Edison Énergie (ex GNVI) réalisée par Edison en Italie pour 80 millions d'euros (voir note 5.3) et Attiva pour 13 millions d'euros ;
- des écarts de conversion pour (61) millions d'euros, notamment du fait de la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

En 2017, les variations observées étaient liées principalement à l'acquisition de Framatome pour 1 257 millions d'euros (voir note 3.11.2) et à des écarts de conversion pour (282) millions d'euros, notamment du fait de la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

18.2 RÉPARTITION DES GOODWILL PAR SECTEUR OPÉRATIONNEL

Les goodwill se répartissent comme suit, selon l'information sectorielle présentée en note 6.1 :

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
France – Production et commercialisation	**53**	**53**
France – Activités régulées	**223**	**223**
Framatome [1]	**1 317**	**1 257**
Royaume-Uni (EDF Energy)	**7 578**	**7 586**
Italie	**108**	**18**
Autre international	**20**	**15**
Dalkia	**548**	**536**
EDF Renouvelables	**206**	**206**
Autres métiers	**142**	**142**
TOTAL GROUPE	**10 195**	**10 036**

(1) Au 31 décembre 2018, 1 315 millions d'euros sur l'acquisition de Framatome (voir note 5.1).

NOTE 19 AUTRES ACTIFS INCORPORELS

Les valeurs nettes des autres actifs incorporels se répartissent comme suit :

Au 31 décembre 2018

(en millions d'euros)	31/12/2017	Augmentations	Diminutions	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2018
Logiciels	4 034	774	(165)	(10)	24	7	4 664
Juste valeur positive des contrats matières acquis lors de regroupement d'entreprise	810	-	-	-	-	(229)	581
Droits d'émission de gaz à effet de serre – certificats verts	440	1 144	(1 082)	(2)	-	1	501
Autres immobilisations incorporelles	7 501	1 023	(40)	(11)	214	33	8 720
Immobilisations incorporelles en cours [1]	1 211	32	(6)	1	-	(5)	1 233
Valeurs brutes	**13 996**	**2 973**	**(1 293)**	**(22)**	**238**	**(193)**	**15 699**
Amortissements et pertes de valeur	(5 100)	(1 109)	170	15	2	241	(5 781)
VALEURS NETTES	**8 896**	**1 864**	**(1 123)**	**(7)**	**240**	**48**	**9 918**

(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 2018 :

- 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 1 145 millions d'euros ;
- la marque « Framatome », les actifs incorporels relatifs à la technologie nucléaire ainsi que les contrats clients de Framatome respectivement pour 151 millions d'euros, 777 millions d'euros et 344 millions d'euros.

Les immobilisations incorporelles en cours intègrent les études en cours dans le cadre du projet EPR 2 pour 296 millions d'euros.

Une dépréciation des autres actifs incorporels de (52) millions d'euros a été enregistrée en 2018.

Le montant global des dépenses de recherche et développement d'EDF inscrit au compte de résultat s'élève à 510 millions d'euros en 2018.

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 comprenait 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.

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)	31/12/2018	31/12/2017
Immobilisations	54 677	53 034
Immobilisations en cours	1 838	1 705
IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	**56 515**	**54 739**

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 31/12/2017	**2 746**	**89 955**	**4 131**	**96 832**
Augmentations [1]	168	3 919	419	4 506
Diminutions	(19)	(595)	(172)	(786)
VALEURS BRUTES AU 31/12/2018	**2 895**	**93 279**	**4 378**	**100 552**
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2017	**(1 397)**	**(39 778)**	**(2 623)**	**(43 798)**
Dotations nettes aux amortissements	(64)	(237)	(193)	(494)
Diminutions	15	469	205	689
Autres mouvements [2]	(12)	(2 148)	(112)	(2 272)
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR AU 31/12/2018	**(1 458)**	**(41 694)**	**(2 723)**	**(45 875)**
Valeurs nettes au 31/12/2017	**1 349**	**50 177**	**1 508**	**53 034**
VALEURS NETTES AU 31/12/2018	**1 437**	**51 585**	**1 655**	**54 677**

(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 activités se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
Immobilisations	6 026	6 369
Immobilisations en cours	1 313	1 238
IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS	**7 339**	**7 607**

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 31/12/2017	**1 489**	**12 566**	**39**	**582**	**14 676**
Augmentations	25	376	20	29	450
Diminutions	(1)	(83)	(35)	(3)	(122)
Écarts de conversion	-	17	-	-	17
Mouvements de périmètre	-	13	-	-	13
Autres mouvements	(3)	13	-	1	11
VALEURS BRUTES AU 31/12/2018	**1 510**	**12 902**	**24**	**609**	**15 045**
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2017	**(895)**	**(6 999)**	**(22)**	**(391)**	**(8 307)**
Dotations nettes aux amortissements	(33)	(383)	(4)	(33)	(453)
Pertes de valeur nettes de reprises	-	(306)	-	-	(306)
Diminutions	1	46	11	3	61
Écarts de conversion	-	(11)	-	-	(11)
Mouvements de périmètre	-	-	-	-	-
Autres mouvements	(2)	-	-	(1)	(3)
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR AU 31/12/2018	**(929)**	**(7 653)**	**(15)**	**(422)**	**(9 019)**
Valeurs nettes au 31/12/2017	**594**	**5 567**	**17**	**191**	**6 369**
VALEURS NETTES AU 31/12/2018	**581**	**5 249**	**9**	**187**	**6 026**

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.

Sur l'exercice 2018, les pertes de valeur sur des immobilisations en cours et sur les autres immobilisations en concessions des autres activités s'élèvent respectivement à (2) millions d'euros et à (306) 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)	31/12/2018	31/12/2017
Immobilisations	47 779	48 972
Immobilisations en cours	30 377	26 515
Immobilisations financées par location-financement	96	135
IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE	**78 252**	**75 622**

Au 31 décembre 2018, les immobilisations corporelles en cours de production du domaine propre incluent notamment les investissements relatifs aux réacteurs EPR de Flamanville 3 pour 12 479 millions d'euros (incluant des intérêts intercalaires capitalisés pour 2 622 millions d'euros), de Hinkley Point C pour 7 502 millions d'euros (incluant des intérêts intercalaires capitalisés pour 108 millions d'euros) et de Sizewell C pour 133 millions d'euros (incluant des intérêts intercalaires pour 1 million d'euros).

Le montant immobilisé du projet Flamanville 3 dans les états financiers au 31 décembre 2018 est de 10 065 millions d'euros hors intérêts intercalaires (soit 9 874 millions d'euros en immobilisations corporelles et incorporelles en cours et 191 millions d'euros [1] en immobilisations mises en service). Il intègre, en sus du coût de construction :

- un stock de pièces détachées et des montants immobilisés au titre des projets connexes (notamment Visite Complète n° 1, Aménagement Zone Nord) à hauteur de 328 millions d'euros ;
- ainsi que des frais de pré-exploitation et d'autres actifs corporels liés au projet pour 520 millions d'euros ;
- et tient compte depuis le 1er janvier 2018, de l'élimination des soldes bilanciels et marges internes entre Framatome et EDF SA dans le cadre de ce projet (soit 437 millions d'euros constitués essentiellement d'avances et acomptes),

soit un coût de construction en valeur historique dans les états financiers au 31 décembre 2018 de 9 217 millions d'euros, pour un montant de coût de construction à terminaison (hors intérêts intercalaires), communiqué le 25 juillet 2018 de 10,9 milliards d'euros, exprimé en euros 2015.

Les variations observées sur les immobilisations corporelles (dont immobilisations en cours) intègrent également un effet de change de (129) millions d'euros du fait notamment de la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

Sur l'exercice 2018, des pertes de valeur ont été enregistrées d'une part, sur des immobilisations en cours et des immobilisations financées par location-financement pour un montant de (19) millions d'euros, et d'autre part, sur d'autres immobilisations du domaine propre pour un montant de (219) millions d'euros.

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 31/12/2017	**13 019**	**68 890**	**20 837**	**17**	**18 765**	**121 528**
Augmentations	610	3 336	187	-	1 857	5 990
Diminutions	(403)	(1 074)	(225)	-	(543)	(2 245)
Écarts de conversion	(8)	(89)	(9)	-	(23)	(129)
Mouvements de périmètre [1]	(233)	-	(1 367)	-	(755)	(2 355)
Autres mouvements [2]	(17)	327	22	-	36	368
VALEURS BRUTES AU 31/12/2018	**12 968**	**71 390**	**19 445**	**17**	**19 337**	**123 157**
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2017	**(7 074)**	**(45 679)**	**(12 230)**	**(12)**	**(7 561)**	**(72 556)**
Dotations nettes aux amortissements	(331)	(2 804)	(581)	-	(1 246)	(4 962)
Pertes de valeur nettes de reprises	-	-	(154)	-	(65)	(219)
Diminutions	208	984	220	-	501	1 913
Écarts de conversion	1	45	12	-	3	61
Mouvements de périmètre [1]	12	-	71	1	57	141
Autres mouvements	(7)	230	63	-	(42)	244
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR AU 31/12/2018	**(7 191)**	**(47 224)**	**(12 599)**	**(11)**	**(8 353)**	**(75 378)**
Valeurs nettes au 31/12/2017	**5 945**	**23 211**	**8 607**	**5**	**11 204**	**48 972**
VALEURS NETTES AU 31/12/2018	**5 777**	**24 166**	**6 846**	**6**	**10 984**	**47 779**

(1) Les mouvements de périmètre concernent principalement les immobilisations liées à la cession du terminal méthanier de Dunkerque (voir note 3.3).
(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 289 millions d'euros (voir note 29.1)

(1) soit 241 millions d'euros en valeur brute diminuée de 50 millions d'euros d'amortissements.

22.3 CONTRATS DE LOCATION-FINANCEMENT

				31/12/2018	31/12/2017
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Paiements minimaux futurs à recevoir en tant que bailleur	24	8	14	2	33
Paiements minimaux futurs à verser en tant que preneur	405	53	164	188	367

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 co-entreprises est le suivant :

				31/12/2018		31/12/2017
(en millions d'euros)	Activité principale [1]	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	1 406	283	1 241	249
CENG	P	49,99	1 667	102	1 494	(316)
Taishan (TNPJVC) [3]	P	30,00	n.c.	n.c.	1 122	(17)
Alpiq [4]	P, D, A, T	25,04	622	(41)	602	25
Autres participations dans les entreprises associées et les co-entreprises			**n.c.**	**n.c.**	**2 790**	**94**
TOTAL			**8 287**	**569**	**7 249**	**35**

n.c. : non communiqué

(1) P = production, D = distribution, T = transport, A = autres

(2) Au 31 décembre 2018, 50,1 % d'intérêts dans CTE (co-entreprise détenant les titres de RTE – voir note 3.11.3).
En 2017, 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 (société mère de Taishan) étant postérieure à celle du Groupe, il n'est pas présenté dans ce tableau d'éléments financiers de Taishan pour le 31 décembre 2018.

(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 2018 (intégrant les résultats définitifs publiés par le groupe Alpiq en août 2018).

Les autres participations dans les entreprises associées et les co-entreprises concernent principalement Nam Theun Power Company (NTPC), Compagnie Énergétique de Sinop (CES), Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd et certaines sociétés détenues par EDF Renouvelables et EDF SA.

Sur l'exercice 2018, (39) millions d'euros de pertes de valeur ont été comptabilisés au titre des participations dans les entreprises associées et les co-entreprises sur différents actifs spécifiques, non décrites ci-dessous eu égard à leur faible matérialité sur les comptes du Groupe.

Sur l'exercice 2017, (618) millions d'euros de pertes de valeur ont été comptabilisés principalement au titre des participations dans les entreprises associées et les co-entreprises sur les actifs de CENG (voir note 23.2.2).

23.1 CO-ENTREPRISE DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ (CTE)

23.1.1 Éléments financiers de CTE

Les principaux indicateurs financiers du palier CTE (données à 100 %) sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017 [1]
Actifs non courants	17 740	17 163
Actifs courants	2 854	2 793
TOTAL ACTIF	**20 593**	**19 956**
Capitaux propres	2 807	2 476
Passifs non courants	13 225	12 870
Passifs courants	4 561	4 610
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	**20 593**	**19 956**
Chiffre d'affaires	4 817	3 143
Excédent brut d'exploitation	2 058	1 285
Résultat net	566	337
Endettement financier net	11 799	11 633
Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	78	-
Dividendes versés	313	159

(1) Les données du 31 décembre 2017 correspondent aux données du palier CTE (co-entreprise détenant les titres de RTE) comprenant 100 % du résultat de RTE sur le premier trimestre 2017 et 50,1 % du palier CTE sur le second trimestre 2017 du fait de la cession de CTE (voir note 3.11.3).

La filiale de CTE, RTE (Réseau de Transport d'Électricité), est en charge de gérer le réseau public de transport Haute Tension et Très Haute Tension de l'électricité. Enedis fait appel au réseau de RTE pour acheminer l'énergie vers le réseau de distribution.

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)	31/12/2018	31/12/2017
Actifs non courants	7 689	7 370
Actifs courants	1 142	965
TOTAL ACTIF	**8 831**	**8 335**
Capitaux propres	3 334	2 989
Passifs non courants	4 912	5 030
Passifs courants	585	316
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	**8 831**	**8 335**
Chiffre d'affaires	1 335	1 156
Excédent brut d'exploitation	579	396
Résultat net [(1)]	205	(633)
Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	(123)	107
Dividendes versés	-	-

(1) Dont pertes de valeurs à 100 % pour (982) millions d'euros au 31 décembre 2017.

23.2.2 Pertes de valeur

En 2017, des pertes de valeur sur la participation du Groupe dans CENG avaient été comptabilisées pour un montant de (491) millions d'euros du fait d'une dégradation des prix *forwards* et des prix de long terme de l'électricité.

Au 31 décembre 2018, la mise à jour du test de dépréciation pour les actifs de CENG conduit à mettre en évidence un excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable, notamment en lien avec les nouvelles courbes de prix long terme publiées par les organismes externes sur le deuxième semestre et avec les effets de la réforme fiscale. Toutefois, étant considéré le contexte spécifique de l'actif, il n'a pas été effectué de reprise partielle des dépréciations précédemment enregistrées.

En effet, pour rappel, le calcul de la valeur d'utilité est sensible à plusieurs hypothèses notamment la pérennité du mécanisme ZEC correspondant à un programme de subvention aux centrales nucléaires « *Zero Emission Credit* » (ZEC) mis en œuvre dans l'État de New York, qui apporte un complément de revenus aux centrales de Ginna et Nine Mile Point. Ce dispositif fait actuellement l'objet de recours judiciaires et législatifs et pourrait donc être remis en cause.

Par ailleurs, plusieurs hypothèses structurantes pour la valorisation de cette participation restent sujettes à 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.

Pour rappel, aux termes de l'accord avec Exelon, 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.

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)	31/12/2017	31/12/2016
Actifs non courants	11 030	10 936
Actifs courants	350	66
TOTAL ACTIF	**11 380**	**11 002**
Capitaux propres	3 316	3 594
Passifs non courants	6 864	6 563
Passifs courants	1 200	845
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	**11 380**	**11 002**
Chiffre d'affaires	-	-
Résultat net	(56)	(39)
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 %.

Framatome dispose de deux contrats avec TNPJVC :

- fourniture de deux îlots nucléaires EPR en consortium avec CNPDC et CNPEC ;
- livraison de combustibles (premier cœur et première recharge de chaque unité).

La mise en service commerciale du premier réacteur a eu lieu le 13 décembre 2018 (voir note 3.1), celle du deuxième réacteur est prévue en 2019.

Le processus d'élaboration du tarif étant en cours, un test de dépréciation sera mené dès lors que le tarif et son mécanisme d'indexation seront connus.

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 2018 (voir renvoi 4 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)	31/12/2017	31/12/2016 retraité (2)
Actifs non courants	4 833	5 394
Actifs courants	2 858	3 921
Actifs détenus en vue de la vente	1 022	5
TOTAL ACTIF	**8 713**	**9 320**
Capitaux propres (1)	3 388	3 619
Passifs non courants	2 554	3 235
Passifs courants	2 154	2 465
Passifs détenus en vue de la vente	617	1
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	**8 713**	**9 320**
Chiffre d'affaires	6 444	5 576
Excédent brut d'exploitation	250	714
Résultat net	(80)	270
Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	176	(24)
Dividendes versés	-	-

(1) Dont 869 millions d'euros d'emprunts hybrides.
(2) Le bilan du groupe Alpiq au 31 décembre 2016 a été retraité d'une part d'impacts de présentation et d'autre part d'impacts de la modification du classement de certaines sociétés qui avaient été présentées en « activités détenues en vue de la vente » et qui sont désormais présentées au bilan.

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 co-entreprises ».

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.

À noter que la valeur de la participation du groupe EDF dans Alpiq évaluée sur la base du cours de Bourse au 31 décembre 2018 est de 475 millions d'euros.

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 pèse sur la rentabilité de ses capacités de production en Suisse, de plus, les stratégies de couverture des prix ne permettent de profiter à court terme des remontées de prix de marché.

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 avec la perspective d'une cession d'une partie de son parc de production. Ces démarches n'ont pas atteint les attentes du Groupe qui s'est alors concentré sur la vente de ses actifs de services énergétiques.

À l'occasion de la publication de ses comptes semestriels 2018, le 24 août 2018, Alpiq a encore rappelé les difficultés générées par 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 2018. Sur le plan stratégique, Alpiq a conclu avec succès fin juillet 2018 la cession de ses activités de services énergétiques à la société française Bouygues Construction. Cette opération lui permet de se recentrer sur son cœur de métier et d'améliorer ses liquidités.

Fin août 2018, EDF a résilié la convention de consortium liant les actionnaires fondateurs de la structure depuis 2005. La convention expirera en septembre 2020.

À date, et depuis la publication des résultats semestriels d'Alpiq, le Groupe n'a pas connaissance d'éléments, qui constitueraient un risque de perte de valeur complémentaire de sa participation au 31 décembre 2018. 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 régulatoire 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 2018 prévue le 4 mars 2019, le groupe EDF en tirerait les conséquences dans ses comptes semestriels 2019.

NOTE 24 STOCKS

La valeur comptable des stocks répartie par catégorie est la suivante :

	31/12/2018			31/12/2017		
(en millions d'euros)	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
Combustible nucléaire	10 671	(6)	10 665	10 831	(15)	10 816
Autre combustible	957	(14)	943	906	(7)	899
Autres matières premières	1 613	(302)	1 311	1 526	(283)	1 243
Encours de production de biens et services	538	(30)	508	494	(48)	446
Autres stocks	840	(40)	800	768	(34)	734
TOTAL STOCKS	**14 619**	**(392)**	**14 227**	**14 525**	**(387)**	**14 138**

La part à plus d'un an concerne principalement les stocks de combustible nucléaire pour un montant de 7 810 millions d'euros au 31 décembre 2018 (7 932 millions d'euros au 31 décembre 2017).

La valeur des stocks évalués en valeur de marché chez EDF Trading s'élève à 142 millions d'euros au 31 décembre 2018 (179 millions d'euros au 31 décembre 2017).

NOTE 25 CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS

La valeur nette des clients et comptes rattachés est composée des éléments suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017 retraité
Clients et comptes rattachés hors EDF Trading – valeur brute	14 468	14 359
Clients et comptes rattachés EDF Trading – valeur brute	2 446	3 530
Dépréciations	(1 004)	(1 046)
CLIENTS ET COMPTES RATTACHES – VALEUR NETTE	**15 910**	**16 843**

Les échéances des clients et comptes rattachés sont majoritairement à moins d'un an.

Les avances perçues des clients mensualisés en France sont déduites du poste créances clients et comptes rattachés à hauteur de 6 827 millions d'euros au 31 décembre 2018 (6 568 millions au 31 décembre 2017 – voir note 2.1.3.2).

25.1 CRÉANCES ÉCHUES/NON ÉCHUES

	31/12/2018			31/12/2017		
(en millions d'euros)	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
CRÉANCES CLIENTS ET COMPTES RATTACHES	**16 914**	**(1 004)**	**15 910**	**17 889**	**(1 046)**	**16 843**
dont créances échues de moins de 6 mois	1 318	(214)	1 104	1 172	(260)	912
dont créances échues de 6 à 12 mois	393	(152)	241	435	(137)	298
dont créances échues de plus de 12 mois	877	(511)	366	890	(532)	358
dont total des créances échues	**2 588**	**(877)**	**1 711**	**2 497**	**(929)**	**1 568**
dont total des créances non échues	**14 326**	**(127)**	**14 199**	**15 392**	**(117)**	**15 275**

25.2 OPÉRATIONS DE MOBILISATION DE CRÉANCES

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
Créances clients transférées intégralement maintenues au bilan	-	-
Créances clients transférées partiellement maintenues au bilan	38	41
Créances clients transférées intégralement sorties du bilan	1 095	903

Des opérations de mobilisation de créances clients ont été réalisées par le Groupe pour un montant de 1 095 millions d'euros au 31 décembre 2018, concernant principalement EDF SA, Edison et Dalkia (903 millions d'euros en décembre 2017).

Ces opérations sont pour l'essentiel réalisées de manière récurrente et sans recours. Le montant des créances correspondantes ne figure donc plus dans le bilan consolidé du Groupe.

25.3 INFORMATION SUR LES ACTIFS SUR CONTRAT

Les actifs sur contrat correspondent à un droit de l'entité de recevoir une contrepartie en échange de biens ou services qu'elle a fournis à ses clients lorsque ce droit dépend d'autre chose que de l'écoulement du temps.

Parmi les créances, les actifs sur contrat représentent un montant de 225 millions d'euros au 31 décembre 2017 et de 439 millions d'euros au 31 décembre 2018 principalement sur les secteurs opérationnels Framatome, Dalkia et EDF Renouvelables.

NOTE 26 AUTRES DÉBITEURS

Les autres débiteurs se présentent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017 retraité (1)
Charges constatées d'avance	1 719	1 592
Compensation des charges de Service Public de l'énergie (CSPE)	799	1 147
Créances TVA	2 133	2 043
Créances fiscales (hors TVA)	342	368
Autres créances d'exploitation	4 149	4 237
AUTRES DÉBITEURS	**9 142**	**9 387**
dont part non courante	1 796	2 168
dont part courante	7 346	7 219
dont valeurs brutes	9 197	9 462
dont dépréciation	(55)	(75)

(1) Les comptes consolidés du 31 décembre 2017 ont été retraités de la norme IFRS 15 (voir note 2.1.3.2).

Au 31 décembre 2018, les autres débiteurs intègrent un produit à recevoir au titre de la créance de CSPE, à hauteur de 799 millions d'euros (1 147 millions d'euros au 31 décembre 2017). L'autre partie de la créance CSPE figure en Prêts et créances financières (voir note 36.3).

NOTE 27 CAPITAUX PROPRES

27.1 CAPITAL SOCIAL

Au 31 décembre 2018, le capital social s'élève à 1 505 133 838 euros composé de 3 010 267 676 actions entièrement souscrites et libérées d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune et détenues à 83,67 % par l'État, 15,06 % par le public (institutionnels et particuliers), 1,15 % par les salariés et anciens salariés du Groupe et 0,12 % d'actions autodétenues.

En juin 2018, le paiement en actions d'une partie du solde sur dividendes au titre de l'exercice 2017 s'est traduit par une augmentation du capital social de 41 millions d'euros et une prime d'émission de 806 millions d'euros, suite à l'émission de 82 828 872 actions nouvelles. Les formalités liées à cette opération ont été finalisées en juin 2018.

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 2018, les actions propres enregistrées en diminution des capitaux propres consolidés représentent 3 728 019 actions pour une valeur de 56 millions d'euros.

27.3 DISTRIBUTIONS DE DIVIDENDES

L'Assemblée générale des actionnaires du 15 mai 2018 a voté le montant du dividende ordinaire pour l'exercice 2017 à 0,46 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 0,506 euro par action.

Compte tenu de l'acompte sur dividende de 0,15 euro par action mis en paiement en actions nouvelles ou en numéraire le 11 décembre 2017, le solde du dividende distribué 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. Le solde du dividende a été mis en paiement le 19 juin 2018.

L'État a opté pour le versement du solde du 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 du solde sur dividendes en actions au titre de l'exercice 2017 s'élève à 60 millions d'euros.

Le 6 novembre 2018, 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 2018, mis en paiement exclusivement en numéraire le 10 décembre 2018 pour un montant de 451 millions d'euros.

27.4 INSTRUMENTS DE CAPITAUX PROPRES

Au 31 décembre 2018, le montant des titres subordonnés à durée indéterminée enregistré en capitaux propres s'élève à 10 101 millions d'euros (déduction faite des coûts de transaction nets d'impôts).

EDF a émis le 25 septembre 2018, des obligations super-subordonnées à durée indéterminée d'un montant de 1,25 milliard d'euros, avec un coupon de 4 % et une option de remboursement au gré d'EDF à compter du 4 juillet 2024.

Et le 3 octobre 2018, EDF a racheté en numéraire une partie de deux souches d'obligations hybrides existantes pour un montant de 1,25 milliard d'euros.

La rémunération versée par EDF aux porteurs des titres subordonnés à durée indéterminée émis en janvier 2013 et janvier 2014 a été de 584 millions d'euros sur l'exercice 2018 et de 565 millions d'euros sur l'exercice 2017. La contrepartie de la trésorerie versée en rémunération de ces titres est enregistrée en réduction des capitaux propres du Groupe.

En janvier 2019, une rémunération d'environ 334 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 du nominal	Devise	Option de remboursement	Taux
EDF	01/2013	338	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	662	EUR	8 ans	4,13 %
EDF	01/2014	1 000	EUR	12 ans	5,00 %
EDF	01/2014	750	GBP	15 ans	5,88 %
EDF	10/2018	1 250	EUR	6 ans	4,00 %

27.5 PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE (INTÉRÊTS MINORITAIRES)

27.5.1 Détails des participations ne donnant pas le contrôle

		31/12/2018		31/12/2017	
(en millions d'euros)	% 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
Principales participations ne donnant pas le contrôle					
EDF Energy Nuclear Generation Ltd	20,0 %	2 612	(21)	2 687	23
NNB Holding Ltd	33,5 %	2 849	(3)	2 138	-
EDF Investissements Groupe SA	6,1 %	516	11	516	11
EDF Luminus SA	31,4 %	380	(21)	388	2
Framatome	24,5 %	258	40	209	-
Autres participations ne donnant pas le contrôle	**-**	**1 562**	**8**	**1 403**	**80**
TOTAL	**-**	**8 177**	**14**	**7 341**	**116**

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.

Les participations ne donnant pas le contrôle de Framatome, groupe acquis le 31 décembre 2017 (voir note 3.11.2) 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 en 2017 aux participations de Total et Fluxys dans Dunkerque LNG et aux intérêts minoritaires de Sizewell C Holding Co et de filiales des sous-groupes Edison et EDF Renouvelables. Elles correspondent principalement en 2018 aux intérêts minoritaires de Sizewell C Holding Co et de filiales des sous-groupes Edison et EDF Renouvelables.

Elles comprennent également des instruments constitués d'obligations convertibles émis par le groupe Dalkia et souscrits par des minoritaires pour un montant total de 260 millions d'euros au 31 décembre 2018 (124 millions d'euros en 2017). L'évolution sur la période s'explique principalement par l'émission d'obligations convertibles pour un total de 157 millions d'euros. Les obligations convertibles en actions sont qualifiées d'instruments de capitaux propres au sens d'IAS 32 et l'analyse réalisée sur les droits de vote et la gouvernance des sociétés confirme le maintien du contrôle exclusif de Dalkia. Cette opération est présentée au sein des flux de financement du tableau de flux de trésorerie.

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 :

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
Actifs non courants	21 304	21 149
Actifs courants	3 289	3 228
TOTAL ACTIF	**24 593**	**24 377**
Capitaux propres	13 061	13 433
Passifs non courants	10 805	10 252
Passifs courant	727	692
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	**24 593**	**24 377**
Chiffre d'affaires	2 765	3 070
Résultat net	(106)	135
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	(100)	(220)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	649	867
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	(555)	(514)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	(113)	(328)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE	**483**	**468**
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(19)	25
Incidence des variations de change	1	(10)
Autres incidences	7	-
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	**472**	**483**
Dividendes payés aux participations ne donnant pas le contrôle	23	70

NOTE 28 PROVISIONS

La répartition entre la part courante et la part non courante des provisions se présente comme suit :

		31/12/2018			31/12/2017		
(en millions d'euros)	Notes	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Provisions pour aval du cycle nucléaire		1 515	22 362	23 877	1 479	21 378	22 857
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs		302	26 842	27 144	290	25 032	25 322
Provisions liées à la production nucléaire	**29**	**1 817**	**49 204**	**51 021**	**1 769**	**46 410**	**48 179**
Autres provisions pour déconstruction	**30**	**91**	**2 033**	**2 124**	**80**	**1 977**	**2 057**
Provisions pour avantages du personnel	**31**	**998**	**17 627**	**18 625**	**1 106**	**20 630**	**21 736**
Autres provisions	**32**	**3 104**	**2 908**	**6 012**	**2 529**	**2 356**	**4 885**
TOTAL PROVISIONS		**6 010**	**71 772**	**77 782**	**5 484**	**71 373**	**76 857**

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)	31/12/2017	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversion	Autres Mouvements	31/12/2018
Provisions pour gestion du combustible usé	12 353	500	(1 204)	748	(12)	(223)	12 162
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	1 041	12	(29)	59	(3)	40	1 120
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	9 463	42	(231)	859	(6)	468	10 595
Provisions pour aval du cycle nucléaire	**22 857**	**554**	**(1 464)**	**1 666**	**(21)**	**285**	**23 877**
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	21 431	52	(162)	1 083	(57)	693	23 040
Provisions pour derniers cœurs	3 891	-	-	166	(13)	60	4 104
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	**25 322**	**52**	**(162)**	**1 249**	**(70)**	**753**	**27 144**
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	**48 179**	**606**	**(1 626)**	**2 915**	**(91)**	**1 038**	**51 021**

L'évolution des provisions liées à la production nucléaire observée sur l'exercice 2018 s'explique notamment par la baisse du taux d'actualisation en France et au Royaume Uni, dont les effets sont présentés en « Effet de l'actualisation » pour un montant de 835 millions d'euros pour les provisions ayant une contrepartie en résultat, et en « Autres mouvements » pour un montant de 1 169 millions d'euros au titre des variations des provisions adossées à des actifs (actifs de contrepartie et actifs sous-jacents en France ; créance NLF au Royaume-Uni).

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	10 698	1 464	-	12 162
Provision pour reprise et conditionnement des déchets	751	369	-	1 120
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	9 846	743	6	10 595
PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE AU 31/12/2018	**21 295**	**2 576**	**6**	**23 877**
Provisions pour aval du cycle nucléaire au 31/12/2017	**20 326**	**2 527**	**4**	**22 857**
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	15 985	6 754	301	23 040
Provisions pour derniers cœurs	2 526	1 578	-	4 104
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS AU 31/12/2018	**18 511**	**8 332**	**301**	**27 144**
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs au 31/12/2017	**17 307**	**7 737**	**278**	**25 322**

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 45).

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.

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2017	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation [1]	Autres mouvements [2]	31/12/2018
Provisions pour gestion du combustible usé	29.1.1	10 786	488	(986)	651	(241)	10 698
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	29.1.2	726	10	(29)	43	1	751
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	29.1.2	8 814	38	(231)	826	399	9 846
Provisions pour aval du cycle nucléaire		**20 326**	**536**	**(1 246)**	**1 520**	**159**	**21 295**
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	29.1.3	14 920	52	(138)	752	399	15 985
Provisions pour derniers cœurs	29.1.4	2 387	-	-	97	42	2 526
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs		**17 307**	**52**	**(138)**	**849**	**441**	**18 511**
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE		**37 633**	**588**	**(1 384)**	**2 369**	**600**	**39 806**

(1) L'effet d'actualisation comprend la charge de désactualisation pour 1 534 millions d'euros et les effets de variation du taux d'actualisation réel en 2018 comptabilisés en compte de résultat pour les provisions non adossées à des actifs pour 835 millions d'euros (charges financières de désactualisation).

(2) Les autres mouvements comprennent notamment :

- *le reclassement de la provision gestion long terme des déchets radioactifs précédemment incluse dans la provision pour gestion du combustible usé pour un montant de (298) millions d'euros ;*
- *les effets du changement de taux d'actualisation réel au 31 décembre 2018 pour les provisions adossées à des actifs pour 718 millions d'euros.*

Concernant les installations de tiers :

- EDF, la COGEMA (aujourd'hui Orano Cycle) et le Commissariat à l'Énergie Atomique (CEA) ont conclu, en décembre 2004, un accord par lequel le CEA reprenait la maîtrise d'ouvrage et le financement des opérations de mise à l'arrêt définitif, de démantèlement des installations ainsi que de reprise et de conditionnement des déchets de l'usine de retraitement UP1 de Marcoule. En contrepartie, EDF a versé au CEA une contribution financière libératoire couvrant l'intégralité de sa quote-part au coût des opérations restant à réaliser, EDF demeurant propriétaire de ses déchets ultimes et supportant uniquement leur coût de transport et de stockage ;
- EDF, AREVA et AREVA NC (aujourd'hui Orano Cycle) ont conclu, en décembre 2008 et juillet 2010, deux accords fixant les conditions juridiques et financières d'un transfert à AREVA NC des obligations contractuelles d'EDF relatives à sa contribution financière au démantèlement des installations de La Hague et aux opérations de reprise et de conditionnement des déchets. En application de ces accords, EDF a versé à AREVA NC une contribution financière libératoire couvrant l'intégralité de sa quote-part au coût des opérations restant à réaliser, EDF demeurant propriétaire de ses déchets ultimes et supportant uniquement leur coût de transport et de stockage.

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 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 (GCU) 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.

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 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.

En 2018, le Conseil d'administration a approuvé la relance de la filière de recyclage de l'uranium de retraitement (suspendue en 2013 dans l'attente de la disponibilité d'un nouveau schéma industriel), avec des premiers chargements d'assemblages prévus à l'horizon 2023, sous réserve de la réalisation des modifications techniques et de l'obtention des autorisations de l'autorité de sûreté nécessaires. Les contrats correspondants ont été signés avec les fournisseurs respectifs au 2e trimestre 2018.

La part de provision pour gestion du combustible usé afférente à l'uranium de retraitement pourra être reprise lorsque l'ensemble des conditions industrielles, réglementaires et économiques de reprise de la filière seront remplies, sachant que la réalisation de certaines conditions n'est pas du ressort d'EDF (pas de calendrier prédéfini à date).

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.

Enfin, suite à la publication de l'arrêté du 28 décembre 2018 modifiant l'arrêté du 21 mars 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires, la provision couvrant l'entreposage des déchets issus du traitement des combustibles usés est reclassée en 2018 en provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs pour un montant de 298 millions d'euros.

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 1er 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.

Le montage des équipements d'ICEDA (installation d'entreposage intermédiaire construite sur le site de la centrale de Bugey) a été achevé depuis décembre 2018 et les essais en inactif sont en cours. Le DAMS (Dossier d'Autorisation de Mise en Service) a été complété sur le sujet de l'identification des Équipements Importants pour la Protection des Intérêts (EIP) et a été envoyé à l'ASN. L'objectif de mise en service d'ICEDA est en septembre 2019.

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'entreposage (reclassement de 298 millions d'euros en 2018 en provenance de la GCU voir note 29.1.1), à 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)	31/12/2018	31/12/2017
Déchets TFA et FMA	1 278	1 161
Déchets FAVL	292	265
Déchets HA-MAVL	8 276	7 388
PROVISION GESTION À LONG TERME DES DÉCHETS RADIOACTIFS	**9 846**	**8 814**

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 Soulaines, 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 Soulaines (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 des 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 était basé 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, 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 en 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 11 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. En septembre 2018, dans la perspective du dépôt de la demande d'autorisation de création de Cigeo en 2019, un groupe d'expert a été mandaté par la DGEC pour faire un état des lieux de la gestion des bitumes selon 3 axes : la connaissance des bitumes et de leur comportement, les procédés de neutralisation, et les dispositions liées à leur stockage.

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 ;
- 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 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).

Le plan de démantèlement préliminaire ainsi que les orientations pour le 4e réexamen périodique (« RP4 ») de Fessenheim ont été transmis à l'ASN en juillet 2018 avec un objectif de dépôt des dossiers de démantèlement et de RP4 mi-2020.

L'APC (Avant-Projet Consolidé) est en cours de finalisation : études d'approfondissement de l'APS (Avant-Projet Sommaire), dérisquage, etc.

Les variations des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2017	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Autres mouvements	31/12/2018
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	11 616	-	(17)	482	399	12 480
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	3 304	52	(121)	270	-	3 505
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES	**14 920**	**52**	**(138)**	**752**	**399**	**15 985**

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 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 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 ont fait 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 1er 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 et en 2018, 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 a 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. Ce scénario 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.

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.

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 ont été confortés. 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.

Le dossier de stratégie, 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. En 2018, l'ASN a fait part de ses principales questions et conclusions sur le dossier de stratégie UNGG. Le démantèlement sous air de l'ensemble des réacteurs, l'intérêt d'un démonstrateur industriel, et le planning du premier réacteur démantelé « tête de série » (Chinon A2) semblent acquis. Les échanges se poursuivent en revanche sur le planning de démantèlement des 5 autres réacteurs. Le planning proposé par EDF permet de disposer d'un retour d'expérience significatif (démantèlement d'un premier réacteur) avant de démarrer les phases les plus conséquentes. Bien que reconnaissant la nécessité de prise en compte d'un retour d'expérience pour la tête de série, l'ASN n'a pas exprimé à ce stade de convergence sur le planning dans son ensemble. EDF a été auditionné le 12 février 2019 par le collège des commissaires de l'ASN afin de présenter l'ensemble des éléments soutenant le calendrier retenu par EDF. Des projets de décision de l'ASN qui seront soumis à consultation du public sont attendus pour 2019.

Compte tenu des facteurs d'incertitude associés aux opérations complexes à engager (en particulier développement de méthodes et technologies nouvelles), les provisions sont fortement sensibles au séquencement des opérations, et au planning global du programme de démantèlement des six réacteurs. Si, *in fine*, l'Entreprise était amenée à modifier les plannings des opérations (raccourcissement du séquencement), ceci serait de nature à entraîner une augmentation du niveau des provisions.

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 2018, de même qu'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 duration aussi proche que possible de la duration 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 duration 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 3,9 % au 31 décembre 2018, prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,5 % (respectivement 4,1 % et 1,5 % au 31 décembre 2017), soit un taux d'actualisation réel de 2,4 % au 31 décembre 2018 (2,6 % au 31 décembre 2017).

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 4,0 % (3,97 % arrondi à 4,0 %) au 31 décembre 2018 (4,1 % au 31 décembre 2017).

Le taux d'actualisation retenu au 31 décembre 2018 est de 3,9 %.

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.

	31/12/2018		31/12/2017	
(en millions d'euros)	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
Gestion du combustible usé	18 737	10 698	19 058	10 786
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	1 194	751	1 203	726
Gestion à long terme des déchets radioactifs	30 970	9 846	29 396	8 814
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	**50 901**	**21 295**	**49 657**	**20 326**
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	20 755	12 480	20 563	11 616
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	6 576	3 505	6 472	3 304
Derniers cœurs	4 346	2 526	4 332	2 387
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	**31 677**	**18 511**	**31 367**	**17 307**

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 2018

(en millions d'euros)	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 %
Aval du cycle nucléaire :					
■ gestion du combustible usé	10 698	(218)	237	185	(202)
■ provisions pour reprise et conditionnement des déchets	751	(23)	25	14	(15)
■ gestion à long terme des déchets radioactifs	9 846	(597)	780	498	(673)
Déconstruction et derniers cœurs :					
■ déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	12 480	(496)	520	7	(7)
■ déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	3 505	(138)	149	138	(149)
■ derniers cœurs	2 526	(88)	94	-	-
TOTAL	**39 806**	**(1 560)**	**1 805**	**842**	**(1 046)**

POUR L'EXERCICE 2017

(en millions d'euros)	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 %
Aval du cycle nucléaire :					
■ gestion du combustible usé	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)**

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 10 908 millions d'euros au 31 décembre 2018 ;
- 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 9 220 millions d'euros au 31 décembre 2018 (8 650 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)	31/12/2017	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversions	Autres Mouvements (1)	31/12/2018
Provisions pour gestion du combustible usé	1 567	12	(218)	97	(12)	18	1 464
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	315	2	-	16	(3)	39	369
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	645	2	-	33	(6)	69	743
Provisions pour aval du cycle nucléaire	**2 527**	**16**	**(218)**	**146**	**(21)**	**126**	**2 576**
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	6 233	-	(24)	322	(57)	280	6 754
Provisions pour derniers cœurs	1 504	-	-	69	(13)	18	1 578
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	**7 737**	**-**	**(24)**	**391**	**(70)**	**298**	**8 332**
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	**10 264**	**16**	**(242)**	**537**	**(91)**	**424**	**10 908**

(1) Les autres mouvements comprennent à hauteur de 404 millions d'euros la variation des passifs nucléaires liée à l'effet de la baisse du taux d'actualisation ayant pour contrepartie une variation de la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF (Nuclear Liabilities Fund) et du gouvernement britannique.

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 1er 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 usé 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 usé 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 usé du groupe EDF Energy (y compris les passifs relatifs à la gestion du combustible usé 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.

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 117 millions d'euros au 31 décembre 2018 ;
- 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 usé 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 usé provenant de la centrale de Sizewell B (de type REP – réacteur à eau pressurisée) est entreposé sur le site de la centrale. Le combustible usé 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 usé, 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.

	31/12/2018		31/12/2017	
(en millions d'euros)	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
Gestion du combustible usé	2 665	1 464	2 829	1 567
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	1 856	369	1 827	315
Gestion à long terme des déchets radioactifs	3 645	743	3 589	645
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	**8 166**	**2 576**	**8 245**	**2 527**

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.

	31/12/2018		31/12/2017	
(en millions d'euros)	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
DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES	**15 741**	**6 637**	**15 520**	**6 111**

Le tableau ci-dessus porte sur les obligations de déconstruction hors montant actualisé des contributions à verser au NLF pour la déconstruction, soit 117 millions d'euros au 31 décembre 2018 (voir note 29.2.1).

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 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).

Le taux d'actualisation réel ainsi déterminé et retenu par EDF Energy au 31 décembre 2018 pour le calcul des passifs nucléaires est de 2,5 % (2,7 % au 31 décembre 2017).

NOTE 30 AUTRES PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION

La répartition par société est la suivante :

(en millions d'euros)	EDF	EDF Energy	Edison	Framatome [1]	Autres [2]	Total
AUTRES PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION AU 31/12/2018 [2]	**658**	**132**	**716**	**350**	**268**	**2 124**
Autres Provisions pour déconstruction au 31/12/2017	**626**	**130**	**692**	**347**	**262**	**2 057**

(1) Dont 78 millions d'euros de provisions concernant des Installations Nucléaires de Base en France.
(2) Dont 46 millions d'euros de provisions concernant des Installations Nucléaires de Base de SOCODEI 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.

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 2018 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)	31/12/2018	31/12/2017
Provisions pour avantages du personnel – part courante	998	1 106
Provisions pour avantages du personnel – part non courante	17 627	20 630
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	**18 625**	**21 736**

31.1.1 Décomposition de la variation du passif net

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Passif net
Soldes au 31/12/2017 (1)	**42 721**	**(21 895)**	**20 826**
Charge nette de l'exercice 2018	1 892	(475)	1 417
Écarts actuariels	(3 898)	746	(3 152)
Cotisations versées aux fonds	-	(331)	(331)
Cotisations salariales	15	(15)	-
Prestations versées	(2 194)	1 131	(1 063)
Écarts de conversion	(53)	61	8
Mouvements de périmètre	-	-	-
Autres variations	(4)	(13)	(17)
SOLDES AU 31/12/2018	**38 479**	**(20 791)**	**17 688**
Dont :			
Provisions pour avantages du personnel			18 625
Actifs financiers non courants			(937)

(1) Le passif net au 31 décembre 2017 était composé de la provision pour avantages du personnel pour 21 736 millions d'euros et d'actifs financiers non courants pour (910) millions d'euros soit un passif net de 20 826 millions d'euros.

Les écarts actuariels sur engagements générés en 2018 s'élèvent à (3 898) millions d'euros, dont (3 323) millions d'euros en France en lien avec la variation du taux d'actualisation (2 174) millions d'euros, la mise à jour de la table de mortalité (462) millions d'euros et la mise à jour de la loi de salaire (491) millions d'euros et (518) millions d'euros au Royaume-Uni, liés essentiellement aux variations de taux d'actualisation et d'inflation (voir note 31.3.6).

Les écarts actuariels sur actifs générés en 2018 s'élèvent à 746 millions d'euros. Ils résultent principalement d'une évolution au Royaume-Uni de 463 millions d'euros et en France de 259 millions d'euros, due à la mauvaise tenue des marchés actions.

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.

31.1.2 Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

(en millions d'euros)	2018	2017
Coût des services rendus	(1 018)	(1 010)
Coût des services passés	(19)	-
Écarts actuariels – avantages à long terme	20	(67)
Charges nettes en résultat d'exploitation	**(1 017)**	**(1 077)**
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(875)	(884)
Produit sur les actifs de couverture	475	470
Charge d'intérêt nette en résultat financier	**(400)**	**(414)**
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	**(1 417)**	**(1 491)**
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	3 898	400
Écarts actuariels sur actifs de couverture	(746)	721
Écarts actuariels	**3 152**	**1 121**
Écarts de conversion	**(8)**	**(17)**
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISES DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	**3 144**	**1 104**

31.1.3 Répartition géographique du passif net

(en millions d'euros)	France [1]	Royaume-Uni	Autres	Total
Engagements au 31/12/2017	**32 701**	**8 956**	**1 064**	**42 721**
Charge nette de l'exercice 2018	1 342	505	45	1 892
Écarts actuariels	(3 323)	(518)	(57)	(3 898)
Cotisations salariales	-	15	-	15
Prestations versées	(1 519)	(644)	(31)	(2 194)
Écarts de conversion	-	(66)	13	(53)
Mouvements de périmètre	-	-	-	-
Autres variations	-	-	(4)	(4)
ENGAGEMENTS AU 31/12/2018	**29 201**	**8 248**	**1 030**	**38 479**
Juste valeur des actifs de couverture	(11 165)	(9 039)	(587)	(20 791)
PASSIF NET AU 31/12/2018 AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL	**18 036**	**(791)**	**443**	**17 688**
Dont :				
Provisions pour avantages du personnel	18 036	146	443	18 625
Actifs financiers non courants [2]		(937)		(937)

(1) La France regroupe ici les deux secteurs opérationnels « France – Activités de production et commercialisation » et « France – Activités régulées » (voir note 31.2).
(2) Au 31 décembre 2018, 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 31/12/2017	**32 701**	**8 956**	**1 064**	**42 721**
Juste valeur des actifs de couverture	(11 621)	(9 684)	(588)	(21 895)
Provisions 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	-	(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).

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 31/12/2017	**32 701**	**(11 621)**	**21 080**
Charge nette de l'exercice 2018	1 342	(221)	1 121
Écarts actuariels	(3 323)	259	(3 064)
Cotisations versées aux fonds	-	(44)	(44)
Prestations versées	(1 519)	462	(1 057)
SOLDES AU 31/12/2018	**29 201**	**(11 165)**	**18 036**

31.2.2 Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

(en millions d'euros)	2018	2017
Coût des services rendus	(732)	(725)
Coût des services passés	-	-
Écarts actuariels – autres avantages à long terme	17	(68)
Charges nettes en résultat d'exploitation	**(715)**	**(793)**
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(627)	(634)
Produit sur les actifs de couverture	221	220
Charge d'intérêt nette en résultat financier	**(406)**	**(414)**
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	**(1 121)**	**(1 207)**
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	3 323	598
Écarts actuariels sur actifs de couverture	(259)	161
Écarts actuariels	**3 064**	**759**
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISES DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	**3 064**	**759**

Les écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	2018	2017
Variation liée aux écarts d'expérience	(90)	462
Variation liée aux écarts d'hypothèses démographiques	462	-
Variation liée aux écarts d'hypothèses financières [1]	2 968	68
ÉCARTS ACTUARIELS SUR ENGAGEMENTS	**3 340**	**530**
Dont :		
Écarts actuariels sur avantages postérieurs à l'emploi	3 323	598
Écarts actuariels sur autres avantages à long terme	17	(68)

(1) Les hypothèses financières correspondent notamment au taux d'actualisation, au taux d'inflation et au taux d'augmentation des salaires.

Les écarts actuariels sur engagements générés en 2018 s'élèvent à 3 340 millions d'euros et sont principalement liés aux variations de taux d'actualisation, du taux d'augmentation des salaires et à la mise à jour de la table de mortalité (voir note 31.2.7).

Les écarts actuariels sur engagements générés en 2017 s'élèvent à 530 millions d'euros et sont principalement liés à des écarts d'expérience.

31.2.3 Répartition par nature des provisions pour avantages du personnel

AU 31 DÉCEMBRE 2018

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Provisions au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2018	**27 798**	**(11 165)**	**16 633**
Dont :			
Retraites	21 514	(10 416)	11 098
Avantage en nature énergie	4 233	-	4 233
Indemnités de fin de carrière	822	(734)	88
Autres	1 229	(15)	1 214
Provisions pour autres avantages à long terme au 31/12/2018	**1 403**		**1 403**
Dont :			
Rentes ATMP et Invalidité	1 177	-	1 177
Médailles du travail	197	-	197
Autres	29	-	29
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL AU 31/12/2018	**29 201**	**(11 165)**	**18 036**

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**

31.2.4 Répartition des engagements par typologie de bénéficiaires

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
Participants en activité	16 009	18 577
Retraités	13 192	14 124
TOTAL ENGAGEMENTS	**29 201**	**32 701**

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 11 165 millions d'euros au 31 décembre 2018 (11 621 millions d'euros au 31 décembre 2017) et sont affectés à la couverture des indemnités de fin de carrière et aux droits spécifiques du régime spécial de retraite.

Ils sont constitués de contrats d'assurance ayant le profil de risque suivant :

- 73 % dans une poche d'adossement visant à répliquer les variations des engagements provoquées par une variation des taux, composée d'obligations ;
- 27 % dans une poche d'actifs de croissance, composée d'actions internationales.

Les actifs de couverture se décomposent au sein des contrats de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
ACTIFS DE COUVERTURE	**11 165**	**11 621**
Actifs pour régime spécial de retraite	**10 416**	**10 859**
Dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	27 %	31 %
Instruments de créances cotés (obligations)	73 %	69 %
Actifs pour indemnités de fin de carrière	**734**	**747**
Dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	27 %	32 %
Instruments de créances cotés (obligations)	73 %	68 %
Autres actifs de couverture	**15**	**15**

Au 31 décembre 2018, les actions détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 58 % du total en actions de sociétés nord-américaines ;
- environ 18 % 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 2017.

Au 31 décembre 2018, les obligations détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 93 % du total en obligations notées AAA et AA ;
- environ 7 % du total en obligations notées A, BBB et autres.

Les obligations sont constituées à hauteur d'environ 89 % 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 2017.

La performance des actifs de couverture des retraites en France est de – 0,4 % en 2018.

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	1 446	1 430
De un à cinq ans	5 202	4 850
De cinq à dix ans	5 175	4 316
À plus de dix ans	39 379	18 605
FLUX DE TRÉSORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS	**51 202**	**29 201**

Au 31 décembre 2018, la duration moyenne des engagements pour avantages du personnel en France s'établit à 17,8 ans.

31.2.7 Hypothèses actuarielles

(en %)	31/12/2018	31/12/2017
Taux d'actualisation/taux de rendement des actifs [1]	2,30 %	1,90 %
Taux d'inflation	1,50 %	1,50 %
Taux d'augmentation des salaires [2]	2,60 %	2,70 %

(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) Taux moyen inflation incluse et pour une projection de carrière complète.

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 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 depuis 2017 du panel sur ces durations.

L'évolution au 31 décembre 2018 des paramètres économiques et de marchés utilisés a conduit le Groupe à fixer le taux d'actualisation à 2,30 % au 31 décembre 2018 (1,90 % au 31 décembre 2017).

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 2018 correspond à un taux moyen de 1,50 % (identique à celui retenu au 31 décembre 2017).

La loi de mortalité, utilisée pour le calcul des engagements, est corrigée des spécificités liées au régime des IEG ; elle a fait l'objet en 2018 d'une actualisation par l'utilisation de la table générationnelle INSEE 2013-2070 en lieu et place de la table INSEE 2007-2060.

31.2.8 Analyses de sensibilité

Les analyses de sensibilité sur le montant des engagements sont les suivantes :

(en %)	31/12/2018
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'actualisation	- 4,3 % / + 4,7 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'inflation	+ 4,4 % / - 4,1 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'augmentation des salaires	+ 3,8 % / - 3,5 %

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 31/12/2017	**8 956**	**(9 684)**	**(728)**
Charge nette de l'exercice 2018	505	(248)	257
Écarts actuariels	(518)	463	(55)
Cotisations versées aux fonds	-	(271)	(271)
Cotisations salariales	15	(15)	-
Prestations versées	(644)	644	-
Écarts de conversion	(66)	72	6
SOLDES AU 31/12/2018	**8 248**	**(9 039)**	**(791)**
Dont :	-	-	-
Provisions pour avantages du personnel	-	-	146
Actifs financiers non courants	-	-	(937)

Au 31 décembre 2018, 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 937 millions d'euros contre 910 millions d'euros au 31 décembre 2017.

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 ».

Le 26 octobre 2018, dans l'affaire opposant la Lloyds Banking Group Pensions Trustees Limited à la Lloyds Bank plc, la Haute Cour de Justice du Royaume Uni a rendu un arrêt exigeant l'égalité de pension minimale garantie entre les hommes et les femmes pour les droits acquis entre mai 1990 et avril 1997. L'application de cette décision aux régimes de retraite d'EDF Energy (BEGG et EEGSG), a eu pour conséquence une augmentation des provisions pour avantage du personnel de 15 millions d'euros sur l'exercice 2018 en contrepartie des autres produits et charges d'exploitation.

31.3.2 Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

(en millions d'euros)	2018	2017
Coût des services rendus	(258)	(267)
Coût des services passés	(15)	-
Écarts actuariels – autres avantages à long terme	-	-
Charges nettes en résultat d'exploitation	**(273)**	**(267)**
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(232)	(244)
Produit sur les actifs de couverture	248	249
Charge d'intérêt nette en résultat financier	**16**	**5**
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	**(257)**	**(262)**
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	518	(194)
Écarts actuariels sur autres actifs de couverture	(463)	558
Écarts actuariels	**55**	**364**
Écarts de conversion	**(6)**	**(17)**
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISES DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	**49**	**347**

31.3.3 Répartition des engagements par typologie de bénéficiaires

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
Participants en activité	4 948	5 412
Retraités	3 300	3 544
TOTAL ENGAGEMENTS	**8 248**	**8 956**

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 9 039 millions d'euros au 31 décembre 2018 (9 684 millions d'euros au 31 décembre 2017).

La stratégie d'investissement mise en œuvre dans ces fonds est une stratégie d'adossement du passif – *Liability Driven Investments*. La répartition entre actifs de croissance et actifs d'adossement 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)	31/12/2018	31/12/2017
Actifs pour plan de retraite BEGG	6 963	7 597
Actifs pour plan de retraite EEGSG	1 267	1 283
Actifs pour plan de retraite EEPS	809	804
ACTIFS DE COUVERTURE	**9 039**	**9 684**
Dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	9 %	27 %
Instruments de créances cotés (obligations)	61 %	50 %
Biens immobiliers	8 %	7 %
Trésorerie et équivalent de trésorerie	3 %	1 %
Autres	19 %	15 %

Au 31 décembre 2018, les actions détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 40 % du total en actions de sociétés nord-américaines ;
- environ 37 % du total en actions de sociétés européennes ;
- environ 23 % du total en actions de sociétés de la zone Asie-Pacifique et des pays émergents.

Au 31 décembre 2018, les obligations détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 64 % du total en obligations notées AAA et AA ;
- environ 36 % du total en obligations notées A, BBB et autres.

Les obligations sont constituées à hauteur d'environ 61 % 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 2 points de pourcentage par rapport au 31 décembre 2017.

31.3.5 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	253	250
De un à cinq ans	1 030	975
De cinq à dix ans	1 460	1 241
À plus de dix ans	13 179	5 782
FLUX DE TRÉSORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS	**15 922**	**8 248**

Par ailleurs, la contribution aux plans est estimée à environ 282 millions d'euros pour l'exercice 2019 (267 millions d'euros employeur et 15 millions d'euros employés).

La duration moyenne pondérée des plans du Royaume-Uni est de 19,6 ans au 31 décembre 2018.

31.3.6 Hypothèses actuarielles

(en %)	31/12/2018	31/12/2017
Taux d'actualisation/taux de rendement des actifs [1]	2,86 %	2,56 %
Taux d'inflation	2,99 %	3,00 %
Taux d'augmentation des salaires	2,39 %	2,40 %

(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 duration, 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 :

(en %)	31/12/2018
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'actualisation	- 4,7 % / + 4,9 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'inflation	+ 3,5 % / - 3,3 %
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 %

NOTE 32 AUTRES PROVISIONS

Les variations des autres provisions se répartissent comme suit :

			Diminutions				
(en millions d'euros)	31/12/2017	Augmentations	Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2018
Provisions pour risques liés aux filiales et participations	913	184	(38)	(1)	-	(124)	934
Provisions pour risques fiscaux	573	36	(126)	(43)	-	8	448
Provisions pour litiges	589	43	(34)	(40)	-	4	562
Provisions pour contrats onéreux [1]	273	923	(94)	(47)	-	153	1 208
Provisions liées aux dispositifs environnementaux [2]	901	1 448	(1 200)	(3)	-	(9)	1 137
Autres provisions pour risques et charges [3]	1 636	730	(459)	(183)	4	(5)	1 723
TOTAL	**4 885**	**3 364**	**(1 951)**	**(317)**	**4**	**27**	**6 012**

(1) L'augmentation des provisions pour contrats onéreux provient principalement du contrat long terme avec Dunkerque LNG (voir note 3.3).
(2) 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).
(3) Ces provisions couvrent divers risques et charges liés à l'exploitation (abondements sur intéressement, restructurations, obligations contractuelles d'entretien,…). Aucune provision n'est individuellement significative.

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)	31/12/2018	31/12/2017
Contre-valeur des biens [1]	49 327	47 813
Financement concessionnaire non amorti	(25 669)	(24 172)
Droits sur biens existants – valeurs nettes	**23 658**	**23 641**
Amortissement du financement du concédant	13 792	13 149
Provisions pour renouvellement	9 474	9 533
Droits sur biens à renouveler	**23 266**	**22 682**
PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	**46 924**	**46 323**

(1) Incluant les participations reçues sur le financement d'immobilisations en concessions pour 131 millions d'euros (144 millions d'euros en 2017).

NOTE 34 FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHÉS

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
Dettes fournisseurs et comptes rattachés hors EDF Trading	11 177	10 738
Dettes fournisseurs et comptes rattachés d'EDF Trading	2 244	3 256
DETTES FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHES	**13 421**	**13 994**

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)	31/12/2018	31/12/2017 retraité (1)
Avances et acomptes reçus	1 920	1 819
Fournisseurs d'immobilisations	3 757	3 711
Dettes fiscales	4 624	4 672
Dettes sociales	4 388	4 171
Produits constatés d'avances sur contrats long terme	3 413	3 606
Autres produits constatés d'avance	609	499
Autres dettes	2 198	2 436
AUTRES CRÉDITEURS	**20 908**	**20 914**
dont part non courante	4 896	4 864
dont part courante	16 012	16 050

(1) Les comptes consolidés du 31 décembre 2017 ont été retraités de la norme IFRS 15 (voir note 2.1.3.2).

35.1 AVANCES ET ACOMPTES REÇUS

Les avances et acomptes reçus comprennent les paiements faits par les clients des contrats long terme de Framatome pour 679 millions d'euros (738 millions d'euros au 31 décembre 2017).

35.2 DETTES FISCALES

Au 31 décembre 2018, les dettes fiscales incluent notamment un montant de 659 millions d'euros au titre de la CSPE à collecter sur l'énergie livrée non facturée minorée de la CSPE collectée sur avances versées par les clients mensualisés (711 millions d'euros au 31 décembre 2017).

35.3 PRODUITS CONSTATÉS D'AVANCE SUR CONTRATS LONG TERME

Au 31 décembre 2018, 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 1 663 millions d'euros (1 711 millions d'euros au 31 décembre 2017).

Les produits constatés d'avance sur contrats long terme intègrent également l'avance de 1,7 milliard d'euros versée en 2010 au groupe EDF dans le cadre du contrat avec le consortium Exeltium. Cette avance est reprise au compte de résultat linéairement sur la durée du contrat (24 ans).

35.4 AUTRES DETTES

Les autres dettes incluent des subventions d'investissements reçues sur l'année 2018 pour 351 millions d'euros (348 millions d'euros sur l'année 2017).

35.5 INFORMATION SUR LES PASSIFS SUR CONTRATS

Les passifs sur contrat représentent les obligations de l'entité de fournir à ses clients des biens ou services pour lesquels elle a déjà reçu un règlement ou que celui-ci est exigible.

Ils sont constitués de la quasi-totalité des avances et acomptes reçus pour 1 858 millions d'euros (principalement pour les segments Framatome, Royaume-Uni et France – Activités régulées) et de la quasi-totalité des produits constatés d'avance (contrats long terme et autres) pour 3 990 millions d'euros (principalement pour le segment France – Activités de production et de commercialisation), soit un total de 5 848 millions d'euros au 31 décembre 2018 (contre 5 876 millions d'euros au 31 décembre 2017).

Les contrats à plus d'un an dont les obligations sont non remplies ou partiellement remplies à la date de clôture devraient générer un chiffre d'affaires restant à comptabiliser, d'environ 12 852 millions d'euros. Il sera reconnu jusqu'en 2034 pour le contrat Exeltium pour un montant de 1 400 millions d'euros, et, pour le solde, jusqu'à la fin d'exploitation de chaque centrale pour les centrales en participation, et sur la durée des contrats pour les autres contrats de ventes fermes hors énergie.

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 :

	31/12/2018			31/12/2017		
(en millions d'euros)	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Titres en juste valeur en OCI recyclable	17 659	5 279	22 938	-	-	-
Titres en juste valeur en OCI non recyclable	6	407	413	-	-	-
Titres en juste valeur en résultat	3 175	16 985	20 160	-	-	-
Actifs financiers disponibles à la vente	-	-	-	19 312	21 612	40 924
Titres de dettes ou de capitaux propres	***20 840***	***22 671***	***43 511***	***19 312***	***21 612***	***40 924***
Dérivés de transaction – Juste valeur positive en résultat	6 404	-	6 404	2 614	-	2 614
Dérivés de couverture – Juste valeur positive en résultat	1 646	2 737	4 383	837	2 743	3 580
Prêts et créances financières [1]	2 253	11 696	13 949	2 190	12 432	14 622
ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS	**31 143**	**37 104**	**68 247**	**24 953**	**36 787**	**61 740**

(1) Dont dépréciation pour (281) millions d'euros au 31 décembre 2018 ((189) millions d'euros au 31 décembre 2017).

36.2 TITRES DE DETTES ET DE CAPITAUX PROPRES

La répartition des titres de dettes ou de capitaux propres se présente comme suit :

			31/12/2018		31/12/2017
	Juste valeur par OCI recyclable	Juste valeur par OCI non recyclable	Juste valeur par résultat	Total	Juste valeur par OCI recyclable
(en millions d'euros)		(IFRS 9)			(IAS 39)
Titres de dettes ou de capitaux propres					
Actifs dédiés d'EDF	5 292	-	16 528	21 820	20 848
Actifs liquides	17 575	-	2 963	20 538	18 963
Autres actifs [1]	71	413	669	1 153	1 113
TOTAL	**22 938**	**413**	**20 160**	**43 511**	**40 924**

(1) Participations détenues dans des entreprises non consolidées, principalement d'EDF Invest.

Des informations relatives aux actifs dédiés d'EDF sont présentées en note 45.

Les variations de juste valeur des titres de dettes ou de capitaux propres enregistrées en capitaux propres part du Groupe sur la période s'analysent comme suit :

	2018 (IFRS 9)			2017 (IAS 39)	
(en millions d'euros)	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI non recyclable [1]	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI recyclable [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	-	(72)	(12)	807	673
Actifs liquides	-	(43)	12	22	34
Autres titres	(37)	-	-	(5)	10
TITRES DE DETTES ET DE CAPITAUX PROPRES [3]	**(37)**	**(115)**	**-**	**824**	**717**

(1) +/( ) : augmentation/(diminution) des capitaux propres – part du Groupe.
(2) +/( ) : augmentation/(diminution) du résultat – part du Groupe.
(3) Hors co-entreprises et entreprises associées.

Les variations brutes de juste valeur reconnues en OCI recyclable sur l'exercice 2018 concernent principalement EDF pour (115) millions d'euros dont (60) millions d'euros au titre des actifs dédiés.

Les variations brutes de juste valeur sur l'exercice 2017 concernent principalement EDF pour 107 millions d'euros dont 134 millions d'euros au titre des actifs dédiés.

Aucune perte de valeur significative n'a par ailleurs été enregistrée sur l'exercice 2018.

36.2.1 Actifs dédiés

Les placements diversifiés obligataires et les actions portés par les actifs dédiés d'EDF sont comptabilisés en « titres de dettes ou de capitaux propres ». La politique générale de gestion des actifs dédiés est présentée en note 45.

36.2.2 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 2 863 millions d'euros au 31 décembre 2018 (2 646 millions d'euros au 31 décembre 2017).

36.3 PRÊTS ET CRÉANCES FINANCIÈRES

Les prêts et créances financières sont composés comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
Prêts et créances financières – Actifs à recevoir du NLF	9 220	8 650
Prêts et créances financières – CSPE [1]	2 060	3 294
Autres prêts et créances financières	2 669	2 678
PRÊTS ET CRÉANCES FINANCIÈRES	**13 949**	**14 622**

(1) Dont 2 060 millions d'euros affectés aux actifs dédiés au 31 décembre 2018 (3 294 millions d'euros au 31 décembre 2017).

Au 31 décembre 2018, 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 9 220 millions d'euros au 31 décembre 2018 (8 650 millions d'euros au 31 décembre 2017), 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 2017 et des coûts de portage associés. Les remboursements reçus au cours de l'exercice 2018 s'élèvent à 1 281 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. Cette créance CSPE est entièrement affectée aux actifs dédiés.

36.4 VARIATION DES ACTIFS FINANCIERS HORS DÉRIVÉS

La variation des actifs financiers s'analyse comme suit :

36.4.1 Au 31 décembre 2018

(en millions d'euros)	31/12/2017 retraité	Changement de méthode	Augmentations nettes	Variations de juste valeur	Effet de l'actualisation	Mouvements de périmètre	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2018
Actifs disponibles à la vente	40 924	(40 924)	-	-	-	-	-	-	-
Titres en juste valeur en OCI recyclable	-	20 828	2 060	(102)	-	-	112	40	22 938
Titres en juste valeur en OCI non recyclable	-	444	(9)	(37)	-	7	-	8	413
Titres en juste valeur en résultat	-	19 652	1 489	(847)	-	(6)	-	(128)	20 160
Prêts et créances financières	14 622	-	(1 362)	-	460	(34)	(96)	359	13 949

Les diminutions nettes relatives aux prêts et créances financières incluent à hauteur de (1 234) millions d'euros la variation de la créance CSPE.

Les autres mouvements relatifs aux prêts et créances financières correspondent à la variation de la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF et du gouvernement britannique au titre de la couverture des obligations nucléaires de long terme pour 404 millions d'euros et à la variation de l'actif financier relatif au surplus de financement des plans de retraite EEGSG et BEGG d'EDF Energy (937 millions d'euros au 31 décembre 2018 contre 916 millions d'euros au 31 décembre 2017).

36.4.2 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 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

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.

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
Disponibilités	2 855	3 328
Équivalents de trésorerie [(1)]	435	364
Comptes courants financiers	-	-
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	**3 290**	**3 692**

(1) Dont part à la juste valeur pour 435 millions d'euros au 31 décembre 2018 (364 millions d'euros au 31 décembre 2017).

Restrictions de trésorerie

Ce poste comprend un montant de disponibilités soumises à restrictions de 235 millions d'euros au 31 décembre 2018 (298 millions d'euros au 31 décembre 2017) (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 :

	31/12/2018			31/12/2017		
(en millions d'euros)	**Non courant**	**Courant**	**Total**	**Non courant**	**Courant**	**Total**
Emprunts et dettes financières	50 901	8 287	59 188	49 734	7 112	56 846
Juste valeur négative des dérivés de transaction	-	7 160	7 160	-	2 787	2 787
Juste valeur négative des dérivés de couverture	1 228	1 720	2 948	1 631	1 243	2 874
PASSIFS FINANCIERS	**52 129**	**17 167**	**69 296**	**51 365**	**11 142**	**62 507**

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 31/12/2017	**47 325**	**3 094**	**4 725**	**368**	**1 334**	**56 846**
Augmentations	4 259	1 269	183	-	179	5 890
Diminutions	(1 621)	(265)	(989)	(55)	(154)	(3 084)
Écarts de conversion	(47)	(28)	48	-	1	(26)
Mouvements de périmètre	(49)	(976)	(41)	7	(11)	(1 070)
Variations de juste valeur	534	-	161	2	-	697
Autres mouvements	-	4	(61)	2	(10)	(65)
SOLDES AU 31/12/2018	**50 401**	**3 098**	**4 026**	**324**	**1 339**	**59 188**

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 86 millions d'euros.

Les emprunts et dettes financières des principales entités du Groupe sont les suivants :

(en millions d'euros)	**31/12/2018**	**31/12/2017**
EDF et autres filiales liées [1]	48 650	44 367
EDF Energy [2]	3 345	6 118
EDF Renouvelables	5 741	5 276
Edison [3]	549	241
Autres entités	903	844
TOTAL EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	**59 188**	**56 846**

(1) Enedis, EDF PEI, EDF International, EDF Holding SAS, C3 et EDF Investissements Groupe.
(2) Y compris les holdings.
(3) Edison hors TdE SpA.

Au 31 décembre 2018, aucune de ces entités n'a fait l'objet d'un cas de défaut au titre de l'un de ses emprunts.

Au 31 décembre 2018, les principaux emprunts du Groupe sont les suivants :

Type d'emprunt *(en millions de devises)*	Entité	Date d'émission [1]	Échéance	Montant de l'émission	Devise	Taux
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 (*green bond*)	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 (*green bond*)	EDF	10/2015	10/2025	1 250	USD	3,63 %
Euro MTN	EDF	11/2010	11/2025	750	EUR	4,00 %
Euro MTN (*green bond*)	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 %
Obligataire	EDF	09/2018	09/2028	1 800	USD	4,50 %
Euro MTN	EDF	04/2010	04/2030	1 500	EUR	4,63 %
Euro MTN	EDF	10/2018	10/2030	1 000	EUR	2,00 %
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	09/2018	09/2038	650	USD	4,88 %
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 %
Obligataire	EDF	09/2018	09/2048	1 300	USD	5,00 %
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.

Les 19 et 25 septembre 2018, EDF a levé respectivement 3,75 milliards de dollars américains, à travers une obligation senior multitranches en dollars et 1 milliard d'euros *via* une émission obligataire senior (voir note 3.4).

Au 31 décembre 2018, 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 2018

(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	3 316	464	3 382	45	1 080	8 287
Entre un et cinq ans	11 908	650	81	111	39	12 789
À plus de cinq ans	35 177	1 984	563	168	220	38 112
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES AU 31/12/2018	**50 401**	**3 098**	**4 026**	**324**	**1 339**	**59 188**

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**

38.2.3 Ventilation des emprunts et dettes financières par devise

	31/12/2018			31/12/2017		
(en millions d'euros)	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)	26 783	21 438	48 221	27 609	18 454	46 063
Emprunts libellés en dollar américain (USD)	20 546	(17 564)	2 982	17 224	(14 752)	2 472
Emprunts libellés en livre britannique (GBP)	9 250	(2 414)	6 836	9 495	(2 331)	7 164
Emprunts libellés dans d'autres devises	2 609	(1 460)	1 149	2 518	(1 371)	1 147
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	**59 188**	**-**	**59 188**	**56 846**	**-**	**56 846**

(1) Couverture de dettes et de situations nettes des filiales étrangères.

38.2.4 Ventilation des emprunts et dettes financières par taux

	31/12/2018			31/12/2017		
(en millions d'euros)	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	55 810	(21 949)	33 861	52 900	(21 469)	31 431
Emprunts à taux variable	3 378	21 949	25 327	3 946	21 469	25 415
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	**59 188**	**-**	**59 188**	**56 846**	**-**	**56 846**

La répartition des emprunts par nature de taux intègre l'effet des instruments dérivés qualifiés de couverture selon la norme IFRS 9.

Une part importante des emprunts à taux fixe du groupe EDF est variabilisée au moyen de *swaps* de taux.

38.2.5 Lignes de crédit

Le Groupe dispose de lignes de crédit non utilisées auprès de différentes banques pour un montant global de 11 393 millions d'euros au 31 décembre 2018 (11 943 millions d'euros au 31 décembre 2017). Ces montants incluent un crédit syndiqué de 4 milliards d'euros, qui a été modifié et renouvelé le 14 décembre 2018 (voir note 3.7).

					31/12/2018	31/12/2017
		Échéances				
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	
LIGNES DE CRÉDIT CONFIRMÉES	**11 393**	**3 166**	**8 142**	**85**	**11 943**	

38.2.6 Clauses de remboursement anticipé des emprunts

Les emprunts souscrits par EDF Renouvelables 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 qualifiées 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 2018 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.

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2018	31/12/2017
Emprunts et dettes financières	38.2.1	59 188	56 846
Dérivés de couvertures des dettes	41	(1 972)	(1 176)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	37	(3 290)	(3 692)
Titres de dettes et de capitaux propres – Actifs liquides	36.2.2	(20 538)	(18 963)
Endettement financier net des actifs destinés à être cédés		-	-
ENDETTEMENT FINANCIER NET		**33 388**	**33 015**

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 2018

(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]	6 404	6 404	569	5 497	338
Titres de dettes ou de capitaux propres	43 511	43 511	2 442	40 470	599
Juste valeur positive des dérivés de couverture	4 383	4 383	68	4 315	-
Équivalents de trésorerie – part à la juste valeur	435	435	181	254	-
INSTRUMENTS FINANCIERS ACTIFS À LA JUSTE VALEUR AU BILAN	**54 733**	**54 733**	**3 260**	**50 536**	**937**
Prêts et créances financières – Actifs à recevoir du NLF	9 220	9 220	-	9 220	-
Prêts et créances financières – CSPE	2 060	2 080	-	2 080	-
Autres prêts et créances financières	2 669	2 669	-	2 669	-
INSTRUMENTS FINANCIERS ACTIFS ÉVALUÉS AU COÛT AMORTI	**13 949**	**13 969**	**-**	**13 969**	**-**
Juste valeur négative des dérivés de couverture	2 948	2 948	96	2 852	-
Juste valeur négative des dérivés de transaction	7 160	7 160	554	6 274	332
INSTRUMENTS FINANCIERS PASSIFS À LA JUSTE VALEUR AU BILAN	**10 108**	**10 108**	**650**	**9 126**	**332**
Emprunts et dettes financières [2]	59 188	63 772	-	63 772	-
INSTRUMENTS FINANCIERS PASSIFS ÉVALUÉS AU COÛT AMORTI	**59 188**	**63 772**	**-**	**63 772**	**-**

(1) Dont juste valeur positive des dérivés de transaction pour 6 404 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 titres de dettes ou de capitaux propres en niveau 3 correspondent principalement à des titres non consolidés.

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 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
Titres de dettes ou de capitaux propres	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.

39.2 COMPENSATION D'ACTIFS ET DE PASSIFS FINANCIERS

39.2.1 Au 31 décembre 2018

			Solde avec compensation selon IAS 32			Montants faisant l'objet d'un accord de compensation global mais non compensés selon IAS 32		
(en millions d'euros)	Solde au bilan	Solde sans compensation	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	10 787	218	16 481	(5 912)	10 569	(1 711)	(960)	7 898
Juste valeur des dérivés – passif	(10 108)	(848)	(15 172)	5 912	(9 260)	1 711	959	(6 590)

39.2.2 Au 31 décembre 2017

			Solde avec compensation selon IAS 32			Montants faisant l'objet d'un accord de compensation global mais non compensés selon IAS 32		
(en millions d'euros)	Solde au bilan	Solde sans compensation	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)

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 CO_2, 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 46 ;
- 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 46 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.

NOTE 41 INSTRUMENTS DÉRIVÉS ET COMPTABILITÉ DE COUVERTURE

La comptabilité de couverture est appliquée en conformité avec les principes de la norme IFRS 9 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	31/12/2018	31/12/2017
Juste valeur positive des dérivés de couverture	36.1	4 383	3 580
Juste valeur négative des dérivés de couverture	38.1	(2 948)	(2 874)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		**1 435**	**706**
Instruments dérivés de couverture de taux	41.4.1	1 550	1 689
Instruments dérivés de couverture de change	41.4.2	582	(606)
Contrats de matières premières qualifiés de couverture de flux de trésorerie	41.4.3	(645)	(411)
Couvertures de juste valeur liées aux matières premières	41.5	(52)	34

La juste valeur des dérivés de couverture se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2018	31/12/2017
Juste valeur des dérivés de couverture de dettes	38.3	1 972	1 176
Juste valeur des dérivés de couverture de situation nette à l'étranger		106	90
Juste valeur des autres dérivés de couverture (matières premières)		(643)	(560)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		**1 435**	**706**

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 2018, la partie inefficace de la couverture de juste valeur représente une perte de (3) millions d'euros incluse dans le résultat financier (gain de 37 millions d'euros en 2017).

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.

En 2018, la partie inefficace de la couverture de flux de trésorerie représente un gain de 5 millions d'euros inclus dans le résultat financier (montant nul en 2017).

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 :

	2018			2017		
(en millions d'euros)	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
Couverture de taux	(73)	-	1	31	-	-
Couverture de change	890	443	(5)	(1 588)	(1 331)	(3)
Couverture d'investissement net à l'étranger	(85)	-	-	518	(120)	-
Couverture de matières premières	(1 043)	(788)	(9)	(613)	(1 714)	5
INSTRUMENTS FINANCIERS DE COUVERTURE [3]	**(311)**	**(345)**	**(13)**	**(1 652)**	**(3 165)**	**2**

(1) +/ ( ) : augmentation/(diminution) des capitaux propres part du Groupe.
(2) +/ ( ) : augmentation/(diminution) du résultat part du Groupe.
(3) Hors entreprises associées et co-entreprises.

41.4.1 Dérivés de couverture de taux

Les dérivés de couverture de taux s'analysent comme suit :

	Notionnel au 31/12/2018				Notionnel au 31/12/2017	Juste valeur	
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	Total	31/12/2018	31/12/2017
Payeur fixe/receveur variable	118	815	235	1 168	1 148	(75)	(75)
Payeur variable/receveur fixe	-	5 634	17 509	23 143	22 740	1 619	1 928
Variable/variable	-	1 415	1 616	3 031	1 252	56	(9)
Fixe/fixe	4 901	1 654	7 498	14 053	10 062	(50)	(155)
***Swaps* de taux**	**5 019**	**9 518**	**26 858**	**41 395**	**35 202**	**1 550**	**1 689**
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE TAUX	**5 019**	**9 518**	**26 858**	**41 395**	**35 202**	**1 550**	**1 689**

La juste valeur des *cross currency swaps* taux/change ne prend en compte que l'effet 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).

Une part importante des emprunts à taux fixe du groupe EDF est variabilisée au moyen de *swaps* de taux.

41.4.2 Dérivés de couverture de change

Les éléments constitutifs des dérivés de couverture de change sont les suivants :

AU 31 DÉCEMBRE 2018

	Notionnel à recevoir au 31/12/2018				Notionnel à livrer au 31/12/2018				Juste valeur
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2018
Change à terme	1 550	393	-	1 943	1 540	387	-	1 927	17
Swaps	17 085	9 543	16 884	43 512	16 791	9 163	16 785	42 739	565
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	**18 635**	**9 936**	**16 884**	**45 455**	**18 331**	**9 550**	**16 785**	**44 666**	**582**

AU 31 DÉCEMBRE 2017

	Notionnel à recevoir au 31/12/2017				Notionnel à livrer au 31/12/2017				Juste valeur
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2017
Change à terme	2 478	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)**

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).

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)	31/12/2018	31/12/2017
Contrats de couverture d'électricité	(629)	(916)
Contrats de couverture de gaz	(231)	69
Contrats de couverture de charbon	(107)	36
Contrats de couverture des produits pétroliers	(446)	149
Contrats de couverture de droits d'émission CO_2	370	49
VARIATIONS DE JUSTE VALEUR AVANT IMPÔTS	**(1 043)**	**(613)**

Le montant transféré en résultat, au titre des contrats de matières premières dénoués pendant l'exercice, est constitué majoritairement de :

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
Contrats de couverture d'électricité	(388)	(1 744)
Contrats de couverture de gaz	(280)	50
Contrats de couverture de charbon	(109)	31
Contrats de couverture des produits pétroliers	(194)	(66)
Contrats de couverture de droits d'émission CO_2	183	15
MONTANTS TRANSFÉRÉS EN RÉSULTAT AVANT IMPÔTS	**(788)**	**(1 714)**

Les couvertures de flux de trésorerie liées aux matières premières s'analysent comme suit :

		31/12/2018					31/12/2017	
		Notionnels nets						
(en millions d'euros)	Unités de mesure	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
Swaps		(4)		-	(4)	50	2	58
Forwards/futures		(4)	(47)	-	(51)	(859)	(72)	(688)
Électricité	**Térawattheures**	**(8)**	**(47)**	**-**	**(55)**	**(809)**	**(70)**	**(630)**
Swaps		(205)	15	-	(190)	9	(233)	(16)
Forwards/futures		1 049	455	-	1 504	25	1 451	65
Gaz	**Millions de therms**	**844**	**470**	**-**	**1 314**	**34**	**1 218**	**49**
Swaps		4 180	6 222	-	10 402	(53)	14 175	109
Options		180	-	-	180	-	379	2
Produits pétroliers	**Milliers de barils**	**4 360**	**6 222**	**-**	**10 582**	**(53)**	**14 554**	**111**
Swaps		-	-	-	-	-	-	40
Charbon	**Millions de tonnes**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**40**
Swaps		-	-	-	-	-	-	-
Forwards/futures		4 500	8 988	-	13 488	183	19 576	19
CO_2	**Milliers de tonnes**	**4 500**	**8 988**	**-**	**13 488**	**183**	**19 576**	**19**
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES QUALIFIÉS DE COUVERTURE DE FLUX DE TRÉSORERIE						**(645)**		**(411)**

41.5 COUVERTURES DE JUSTE VALEUR LIÉES AUX MATIÈRES PREMIÈRES

Les couvertures de juste valeur liées aux matières premières s'analysent comme suit :

		31/12/2018		31/12/2017	
(en millions d'euros)	Unités de mesure	Notionnels nets	Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
Charbon et fret	**Millions de tonnes**	(3)	2	4	3
Produits pétroliers	**Milliers de barils**	5 136	(23)	-	-
Gaz	**Millions de therms**	(93)	(31)	(583)	31
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES QUALIFIÉS DE COUVERTURE DE JUSTE VALEUR			**(52)**		**34**

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	31/12/2018	31/12/2017
Juste valeur positive des dérivés de transaction	36.1	6 404	2 614
Juste valeur négative des dérivés de transaction	38.1	(7 160)	(2 787)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE TRANSACTION		**(756)**	**(173)**
Instruments dérivés de taux détenus à des fins de transaction	42.1	(60)	(33)
Instruments dérivés de change détenus à des fins de transaction	42.2	(96)	73
Contrats de matières premières non qualifiés de couverture	42.3	(641)	(213)
Autres contrats		41	-

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 :

	Notionnel au 31/12/2018				Notionnel au 31/12/2017	Juste valeur	
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	Total	31/12/2018	31/12/2017
Achats d'options	-	-	516	516	519	7	15
Opérations sur taux d'intérêt	**-**	**-**	**516**	**516**	**519**	**7**	**15**
Payeur fixe/receveur variable	1 517	1 247	1 121	3 885	2 978	(64)	(42)
Payeur variable/receveur fixe	-	122	-	122	416	(4)	(8)
Variable/variable	-	5	-	5	351	-	1
Fixe/fixe	28	42	70	140	338	1	1
***Swaps* de taux**	**1 545**	**1 416**	**1 191**	**4 152**	**4 083**	**(67)**	**(48)**
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TAUX DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	**1 545**	**1 416**	**1 707**	**4 668**	**4 602**	**(60)**	**(33)**

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 2018

	Notionnel à recevoir au 31/12/2018				Notionnel à livrer au 31/12/2018				Juste valeur
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2018
Change à terme	3 223	2 017	4	5 244	3 215	1 989	5	5 209	2
Swaps	11 885	6 570	70	18 525	11 981	6 689	69	18 739	(98)
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE CHANGE DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	**15 108**	**8 587**	**74**	**23 769**	**15 196**	**8 678**	**74**	**23 948**	**(96)**

AU 31 DÉCEMBRE 2017

	Notionnel à recevoir au 31/12/2017				Notionnel à livrer au 31/12/2017				Juste valeur
(en millions d'euros)	< 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**

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 :

		31/12/2018		31/12/2017	
(en millions d'euros)	**Unités de mesure**	**Notionnels nets**	**Juste valeur**	**Notionnels nets**	**Juste valeur**
Swaps		3	502	(5)	479
Options		4	(22)	4	106
Forwards/futures		(50)	(123)	(54)	(403)
Électricité	**Térawattheures**	**(43)**	**357**	**(55)**	**182**
Swaps		(510)	(515)	894	(132)
Options		32	185	(68)	171
Forwards/futures		16 323	80	19 784	57
Gaz	**Millions de therms**	**15 845**	**(250)**	**20 610**	**96**
Swaps		27 715	(82)	3 400	94
Options		500	1	1 920	3
Forwards/futures		(360)	(3)	108	(3)
Produits pétroliers	**Milliers de barils**	**27 855**	**(84)**	**5 428**	**94**
Swaps		(2 521)	6	(1)	(151)
Options		-	(14)	3	(1)
Forwards/futures		-	-	4	9
Fret		3 232	(2)	(4)	17
Charbon et fret	**Millions de tonnes**	**711**	**(10)**	**2**	**(126)**
Swaps		-	-	43	-
Options		(5 000)	(150)	-	-
Forwards/futures		(56 433)	(446)	35 583	(57)
CO_2	**Milliers de tonnes**	**(61 433)**	**(596)**	**35 626**	**(57)**
Swaps/Options			29		(56)
Forwards/futures			(87)		(346)
Autres matières premières			**(58)**		**(402)**
Dérivés incorporés de matières			**-**		**-**
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES NON QUALIFIÉS DE COUVERTURE			**(641)**		**(213)**

Ils incluent principalement les contrats, qui figurent dans le portefeuille d'EDF Trading.

ACTIFS ET PASSIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE

NOTE 43 ACTIFS ET PASSIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
ACTIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE	**-**	**-**
PASSIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE	**-**	**-**

FLUX DE TRÉSORERIE ET AUTRES INFORMATIONS

NOTE 44 FLUX DE TRÉSORERIE

44.1 VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT

(en millions d'euros)	2018	2017 retraité [1]
Variation des stocks	(18)	543
Variation de la créance de Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE)	357	499
Variation des créances clients et comptes rattachés	1 259	376
Variation des dettes fournisseurs et comptes rattachés	(707)	550
Variation des autres débiteurs et autres créditeurs (hors CSPE)	(429)	(492)
VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT	**462**	**1 476**

(1) Les comptes consolidés du 31 décembre 2017 ont été retraités de la norme IFRS 15 (voir note 2.1.3.2).

44.2 INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS

(en millions d'euros)	2018	2017
Acquisitions d'immobilisations incorporelles	(1 828)	(1 165)
Acquisitions d'immobilisations corporelles	(13 990)	(14 329)
Variation des dettes fournisseurs d'immobilisations	(368)	747
INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS	**(16 186)**	**(14 747)**

NOTE 45 ACTIFS DÉDIÉS D'EDF

45.1 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 actifs 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 45.2.2 ci-après).

Par ailleurs, EDF a obtenu une dérogation ministérielle le 31 mai 2018, lui permettant d'augmenter sous conditions la part des actifs non cotés (hors notamment les titres CTE et les actifs immobiliers) dans les actifs dédiés de 10 % à 15 %.

45.2 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 les classes d'actifs suivantes : infrastructures, immobilier, fonds d'investissement investis en actions ou en dette.

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 3.11.3).

Suite à la dérogation ministérielle du 31 mai 2018 reçue par EDF lui permettant d'augmenter sous conditions la part des actifs non cotés dans les actifs dédiés, le Conseil d'administration du 29 juin 2018 a validé une nouvelle allocation stratégique des actifs dédiés composée de la façon suivante :

- actifs de rendement (cible de 30 % des actifs dédiés), composés d'actifs d'infrastructures, dont les titres de CTE, et d'actifs immobiliers ;
- actifs de croissance (cible de 40 % des actifs dédiés), composés de fonds d'actions cotées et de fonds d'investissement en actions non cotées ;
- actifs de taux (cible de 30 % des actifs dédiés), composés d'obligations cotées ou de fonds d'obligations cotées, de fonds de dette non cotée, de créances et de trésorerie.

Ces cibles doivent être progressivement atteintes notamment en réinvestissant des actifs de taux en actifs de rendement et en actifs de croissance.

45.2.1 Actifs de croissance et actifs de taux

Une partie de ces placements est constituée d'obligations détenues directement par EDF. Une 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, celle-ci n'intervenant pas dans la gestion de ces fonds.

Ainsi, les fonds d'actions cotées sont composés de titres internationaux (majoritairement Amérique du Nord mais aussi Europe, Asie-Pacifique et pays émergents). Les obligations cotées et fonds d'obligations cotées sont composées d'obligations souveraines et d'obligations d'entreprises.

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 une politique d'investissement à long terme avec une répartition adaptée entre actifs de croissance et actifs de taux.

Dans le cadre de la nouvelle allocation stratégique, pour des poids minoritaires, les actifs de croissance incluent également des fonds investis dans des actions non cotées, et les actifs de taux incluent également des fonds investis en dette non cotée. Ces fonds sont gérés par EDF Invest (voir note 45.2.2).

Depuis la mise en œuvre de la norme IFRS 9 à compter du 1er janvier 2018, l'ensemble de ces actifs est comptabilisé en titres de dettes et de capitaux propres.

En date de clôture, ces placements sont présentés au bilan à leur valeur liquidative au sein des titres de dettes ou de capitaux propres.

Dans le cadre du suivi opérationnel de ses actifs, le Groupe suit des 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).

45.2.2 Actifs de rendement

Les actifs de rendement gérés par EDF Invest sont composés d'actifs liés à des investissements dans les infrastructures et l'immobilier.

Par ailleurs, EDF Invest gère également, au travers de fonds d'investissement, des actifs de croissance et des actifs de taux (voir note 45.2.1).

Au total, au 31 décembre 2018, les actifs gérés par EDF Invest représentent une valeur de réalisation de 5 680 millions d'euros, dont 5 356 millions d'euros d'actifs de rendement. Les actifs de rendement incluent notamment :

- 50,1 % de la participation du Groupe dans CTE, co-entreprise détenant RTE, conformément au décret n° 2016-1 781 du 19 décembre 2016 modifiant le décret du 23 février 2007, pour une valeur de 2 738 millions d'euros au 31 décembre 2018 (2 705 millions d'euros au 31 décembre 2017) (voir note 3.11.3) ;
- les participations du Groupe dans Terega, Porterbrook, Autostrade per l'Italia, Q-Park et des sociétés détenant des parcs éoliens au Royaume-Uni (Bicker Fen, Glass Moor II, Green Rigg, Rusholme), présentées au bilan consolidé au niveau des titres de dettes ou de capitaux propres ;
- les participations du Groupe dans Madrileña Red de Gas (MRG), Géosel, Thyssengas, Aéroports de la Côte d'Azur, Central Sicaf, Fallago Rig, Fenland, Ecowest SCI A et B et Nam Theun Power Company, présentées au bilan consolidé au niveau des participations dans les entreprises associées.

45.3 VALORISATION DES ACTIFS DÉDIÉS D'EDF

Les actifs dédiés d'EDF figurent dans les comptes consolidés du Groupe pour les montants suivants :

		31/12/2018		31/12/2017	
(en millions d'euros)	**Présentation au bilan consolidé**	**Valeur comptable**	**Valeur de réalisation**	**Valeur comptable**	**Valeur de réalisation**
Actifs de rendement (EDF Invest)		**3 919**	**5 356**	**3 652**	**5 210**
CTE	Participations dans les entreprises associées [1]	1 406	2 738	1 241	2 705
Autres entreprises associées	Participations dans les entreprises associées [2]	1 167	1 234	893	944
Autres actifs non cotés	Titres de dettes et de capitaux propres et autres actifs nets [3]	1 346	1 384	1 518	1 561
Actifs de croissance		**10 108**	**10 108**	**10 099**	**10 099**
Actions [4]	Titres de dettes	9 844	9 844	9 942	9 942
Fonds actions non cotées (EDF Invest)	Titres de dettes	219	219	127	127
Dérivés	Juste valeur des dérivés	45	45	30	30
Actifs de taux		**12 205**	**12 225**	**12 751**	**12 806**
Obligations	Titres de dettes	10 010	10 010	9 282	9 282
Fonds de dette non cotée (EDF Invest)	Titres de dettes	105	105	71	71
Portefeuille de trésorerie [5]	Titres de dettes	30	30	104	104
Créance de CSPE [6]	Prêts et créances financières	2 060	2 080	3 294	3 349
TOTAL ACTIFS DÉDIÉS D'EDF		**26 232**	**27 689**	**26 502**	**28 115**

(1) Participation du Groupe de 50,1 % dans CTE, société détenant 100 % des titres de RTE. Les titres CTE sont pris en compte pour leur valeur d'équivalence dans les comptes consolidés (valeur comptable du tableau). Au 31 décembre 2018, la valeur de réalisation de CTE présentée dans ce tableau est déterminée par un évaluateur indépendant, comme les autres actifs d'EDF Invest. Au 31 décembre 2017, la valeur de réalisation s'appuyait sur le prix de la transaction réalisée le 31 mars 2017.

(2) Incluant une valorisation de la quote-part de capitaux propres des sociétés contrôlées détenant ces participations.

(3) Incluant des titres de dettes et de capitaux propres pour 1 221 millions d'euros et une valorisation de la quote-part de capitaux propres des autres sociétés contrôlées.

(4) Dont 391 millions d'euros de titres acquis fin décembre 2018 pour lesquels le paiement est intervenu début janvier 2019.

(5) Après déduction des 391 millions d'euros de dettes sur titres acquis fin décembre 2018 dont le paiement est intervenu début janvier 2019.

(6) 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 depuis, conformément à l'échéancier. La valeur de réalisation de la créance CSPE tient compte du niveau des taux de marché.

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 Titres de dettes ou de capitaux propres 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 4 898 millions d'euros au 31 décembre 2018 (3 294 millions d'euros au 31 décembre 2017). Ces FCPR sont constitués principalement de 11 fonds cotés pour 4 340 millions d'euros (au 31 décembre 2017, 12 FCPR cotés pour 2 906 millions d'euros).

45.4 SITUATION DE COUVERTURE DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME

Au 31 décembre 2018, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 98,3 %. Le plafonnement réglementaire de la valeur de réalisation de certains investissements (décret n° 2007-243) n'a pas d'effet au 31 décembre 2018.

Au 31 décembre 2017, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés était de 108,5 %. Le plafonnement réglementaire de la valeur de réalisation de certains investissements (décret n° 2007-243) n'avait pas non plus d'effet au 31 décembre 2017.

Le taux de couverture des provisions nucléaires au 31 décembre 2018 prend en compte l'arrêté du 28 décembre 2018 qui a étendu le périmètre des provisions devant faire l'objet d'une couverture par des actifs dédiés, ce qui s'est traduit par un transfert de provisions considérées précédemment comme relevant du cycle

d'exploitation au sens de la réglementation, vers les provisions de long terme, à hauteur de 298 millions d'euros, soit un effet de – 1,05 % sur le taux de couverture.

Des retraits pour un montant de 403 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir en 2018 (378 millions d'euros en 2017).

À horizon de 10 ans les décaissements cumulés relatifs aux provisions seront effectués (aux conditions économiques fin de période *i.e.* en euros $_{2018}$) :

- à 14 % pour la gestion à long terme des déchets radioactifs ;
- à 11 % pour la déconstruction.

À horizon de 50 ans les décaissements cumulés relatifs aux provisions seront effectués (aux conditions économiques fin de période *i.e.* en euros $_{2018}$) :

- à 35 % pour la gestion à long terme des déchets radioactifs ;
- à 93 % pour la déconstruction.

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)	31/12/2018	31/12/2017
Provisions pour gestion du combustible usé – part non liée au cycle d'exploitation au sens de la réglementation	1 067	983
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	9 846	8 814
Provision pour reprise conditionnement déchets (RCD)	751	726
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	15 985	14 920
Provisions pour derniers cœurs – part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	518	467
COÛT ACTUALISE DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	**28 167**	**25 910**

Compte tenu des modifications d'hypothèses de calcul des provisions nucléaires de long terme (hors modification réglementaire), en particulier le changement de taux d'actualisation, l'obligation au titre de 2018 de dotation aux actifs dédiés s'élève à 1 337 millions d'euros. L'autorité administrative a autorisé EDF à étaler cette dotation à hauteur de 540 millions d'euros en 2019 ainsi qu'en 2020 et 257 millions d'euros en 2021. En tenant compte de la dotation en 2019 au titre de 2018, toutes choses égales par ailleurs, le taux de couverture résultant au 31 décembre 2018 s'établirait ainsi à 100,2 %.

45.5 ÉVOLUTIONS DES ACTIFS DÉDIÉS SUR L'EXERCICE 2018

Suite à un courrier ministériel du 31 mai 2018 reçu par EDF autorisant une augmentation sous conditions de la part des actifs non cotés dans les actifs dédiés, le Conseil d'administration du 29 juin 2018 a validé une nouvelle allocation stratégique des actifs dédiés (voir note 45.2).

Au titre de 2017, l'obligation réglementaire de dotations aux actifs dédiés s'élevait à 386 millions d'euros et a été réalisée courant 2018.

EDF Invest a poursuivi en 2018 la constitution de son portefeuille en infrastructures, immobilier et fonds d'investissement. Notamment, en novembre 2018, EDF Invest a clos l'acquisition d'une participation minoritaire dans 6 sociétés au Royaume-Uni (Bicker Fen, Fallago Rig, Fenland, Glass Moor II, Green Rigg, Rusholme) auprès d'EDF Renewables.

En décembre 2018, EDF Invest a acquis la participation minoritaire détenue par EDF International dans Nam Theun Power Company (NTPC), barrage hydroélectrique situé au Laos, dont une partie a été dotée aux actifs dédiés à cette date, le reste sera doté en 2019.

Ces nouvelles participations complètent les actifs d'infrastructures au sein des actifs de rendement d'EDF Invest, aux côtés notamment des participations dans CTE (société détenant les titres de RTE), Terega (ex TIGF), Porterbrook, Madrileña Red de Gas, Géosel, Thyssengas, Aéroports de la Côte d'Azur, Autostrade per l'Italia et Q-Park.

Des variations de juste valeur négatives du portefeuille d'actifs dédiés (OPC, actions) ont été enregistrées en 2018 dans le résultat financier à hauteur de 989 millions d'euros (voir note 15.3) en application d'IFRS 9.

Des variations de juste valeur négatives sur le portefeuille d'actifs dédiés obligations ont été enregistrées en 2018 en OCI à hauteur de 60 millions d'euros en application d'IFRS 9 (voir note 36.2).

45.6 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 72 millions d'euros et 47 millions d'euros en valeur de réalisation avec un taux de couverture réglementaire de 92,8 % pour Framatome et de 103,5 % 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 78 millions d'euros et 46 millions d'euros (voir note 30).

NOTE 46 ENGAGEMENTS HORS BILAN

Cette note présente les engagements hors bilan donnés et reçus du Groupe au 31 décembre 2018. Les engagements mentionnés correspondent aux flux contractuels non actualisés.

46.1 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	31/12/2018	31/12/2017
Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation	46.1.1	45 370	44 705
Engagements donnés liés aux opérations d'investissement	46.1.2	17 572	17 222
Engagements donnés liés aux opérations de financement	46.1.3	5 494	5 123
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS		**68 436**	**67 050**

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.

46.1.1 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)	31/12/2018	31/12/2017
Engagements d'achats de combustible et d'énergie [1]	26 878	26 728
Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation	14 117	13 739
Engagements de location simple en tant que preneur	4 375	4 238
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	**45 370**	**44 705**

(1) Hors achats de gaz et services associés.

46.1.1.1 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 2018, l'échéancier des engagements d'achats de combustible et d'énergie se présente comme suit :

						31/12/2018	31/12/2017
		Échéances					
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans	Total	
Achats d'électricité et services associés [1]	10 368	2 077	3 571	2 319	2 401	9 767	
Achats d'autres énergies et de matières premières [2]	377	94	194	89	-	391	
Achats de combustible nucléaire	16 133	1 469	6 232	5 148	3 284	16 570	
ENGAGEMENTS D'ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	**26 878**	**3 640**	**9 997**	**7 556**	**5 685**	**26 728**	

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées données aux co-entreprises pour un montant de 604 millions d'euros au 31 décembre 2018 (606 millions d'euros au 31 décembre 2017).
(2) Hors achats de gaz et services associés (voir note 46.1.1.1.4).

46.1.1.1.1 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 53 TWh pour l'exercice 2018 (47 TWh pour l'exercice 2017), dont 7 TWh au titre de la cogénération (6 TWh pour 2017), 26 TWh au titre de l'éolien (23 TWh pour 2017), 9 TWh au titre du photovoltaïque (9 TWh pour 2017) et 3 TWh au titre de l'hydraulique (3 TWh pour 2017).

46.1.1.1.2 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.

46.1.1.1.3 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.

46.1.1.1.4 Achats de gaz et services associés

Les engagements d'achats de gaz sont principalement portés par Edison et EDF. Au 31 décembre 2018, ils représentent les volumes suivants pour ces deux entités.

					31/12/2018	31/12/2017
		Échéances				
(en milliards de mètres cubes)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	
Edison	140	13	40	87	154	
EDF	22	1	5	16	24	

Contrats d'achat de gaz

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, sauf pour les contrats avec l'Algérie et la Russie qui se terminent fin 2019.

Contrats de services associés à l'activité gaz

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.

EDF, dans le cadre du contrat avec le terminal méthanier de Dunkerque LNG, bénéficie d'environ 61 % des capacités de regazéification du terminal jusqu'en 2037 moyennant le paiement d'une prime annuelle d'environ 150 millions d'euros. Au titre de ce contrat, une provision pour contrat onéreux a été comptabilisée – voir note 3.3.

46.1.1.2 Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation

Au 31 décembre 2018, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

					31/12/2018	31/12/2017
		Échéances				
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	
Garanties données liées aux activités opérationnelles	7 047	3 185	2 124	1 738	7 074	
Engagements sur achats d'exploitation [1]	6 898	3 960	2 352	586	6 460	
Autres engagements donnés liés à l'exploitation	172	64	95	13	205	
ENGAGEMENTS DONNES LIÉS À L'EXÉCUTION DE CONTRATS D'EXPLOITATION [2]	**14 117**	**7 209**	**4 571**	**2 337**	**13 739**	

(1) Hors énergies et combustibles.
(2) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux co-entreprises pour un montant de 982 millions d'euros au 31 décembre 2018 (835 millions d'euros au 31 décembre 2017).

Dans le cadre de son activité le Groupe met en place des garanties généralement par l'intermédiaire de banques destinées à la bonne exécution des contrats.

Au 31 décembre 2018 les garanties données liées aux activités opérationnelles concernent principalement les garanties données par EDF, Edison et EDF Renouvelables dans le cadre de ses projets de développement.

46.1.1.2.1 Garanties données liées aux activités opérationnelles

Les garanties liées aux activités opérationnelles se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
EDF	2 038	2 270
EDF Renouvelables	1 677	1 363
Edison	1 262	1 215
EDF Energy	795	732
Framatome	517	714
Autres entités	758	780
TOTAL	**7 047**	**7 074**

46.1.1.2.2 Engagements sur achats d'exploitation

Les engagements sur achats d'exploitation se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
EDF	2 533	2 480
Framatome	2 024	1 878
EDF Energy	524	627
Enedis	764	601
Autres entités	1 053	874
TOTAL	**6 898**	**6 460**

46.1.1.3 Engagements de location simple en tant que preneur

Au 31 décembre 2018, les éléments constitutifs des engagements de location simple en tant que preneur sont les suivants :

				31/12/2018	31/12/2017
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	< 1 an	Total
ENGAGEMENTS DE LOCATION SIMPLE EN TANT QUE PRENEUR	**4 375**	**728**	**2 019**	**1 628**	**4 238**

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 Renouvelables et Enedis.

La norme IFRS 16 « Contrats de location », sera d'application obligatoire aux exercices ouverts à compter du 1er janvier 2019 (voir note 1.2.4.1).

46.1.2 Engagements donnés liés aux opérations d'investissement

Au 31 décembre 2018, les éléments constitutifs des engagements liés aux opérations d'investissement sont les suivants :

					31/12/2018	31/12/2017
		Échéances				
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels	16 545	8 138	7 674	733	15 827
Engagements sur acquisition d'actifs financiers	746	219	429	98	1 013
Autres engagements donnés liés aux investissements	281	238	43	-	382
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT (1)	**17 572**	**8 595**	**8 146**	**831**	**17 222**

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées données aux co-entreprises pour un montant de 399 millions d'euros au 31 décembre 2018 (428 millions d'euros au 31 décembre 2017).

46.1.2.1 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)	31/12/2018	31/12/2017
EDF	4 715	4 689
EDF Energy	6 082	6 428
Enedis	3 092	2 383
EDF Renouvelables	1 622	1 242
Framatome	587	562
Autres entités	447	523
TOTAL	**16 545**	**15 827**

L'augmentation des engagements donnés sur acquisitions d'actifs corporels et incorporels s'explique principalement par les contrats liés au déploiement des compteurs Linky chez Enedis et par le développement de nouveaux projets aux États-Unis chez EDF Renouvelables. La baisse des engagements chez EDF Energy s'explique par l'avancement du projet HPC.

46.1.2.2 Engagements sur acquisition d'actifs financiers

Les engagements sur acquisition d'actifs financiers en 2017 comprenaient 193 millions d'euros au titre de l'acquisition de Gas Natural Vendita Italia (Edison Énergie), finalisée le 22 février 2018 (voir note 5.3).

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 1er 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 19 décembre 2018, 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 2026. 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 2024 et mai 2025.

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 2018, la juste valeur de ces dérivés de transaction comptabilisée dans le bilan consolidé du Groupe est non significative.

46.1.2.3 Autres engagements donnés liés aux investissements

Les autres engagements donnés liés aux investissements comprennent notamment au 31 décembre 2018 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.

46.1.3 Engagements donnés liés aux opérations de financement

Les engagements donnés par le Groupe liés aux opérations de financement au 31 décembre 2018 sont les suivants :

				31/12/2018	31/12/2017
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Sûretés sur les actifs en garantie de dettes financières	4 226	31	1 805	2 390	4 250
Garanties financières données	974	138	335	501	613
Autres engagements donnés liés au financement	294	271	23	-	260
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT (1)	**5 494**	**440**	**2 163**	**2 891**	**5 123**

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux co-entreprises pour un montant de 917 millions d'euros au 31 décembre 2018 (692 millions d'euros au 31 décembre 2017). Ces engagements donnés aux co-entreprises concernent principalement EDF Renouvelables.

Les sûretés réelles et bien affectées 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 Renouvelables.

46.2 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.

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2018	31/12/2017 retraité (1)
Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation (2)	46.2.1	9 539	9 057
Engagements reçus liés aux opérations d'investissement	46.2.2	183	214
Engagements reçus liés aux opérations de financement	46.2.3	31	72
TOTAL DES ENGAGEMENTS REÇUS (3)		**9 753**	**9 343**

(1) Les engagements, présentés au titre du 31 décembre 2017, ont été retraités de l'application de la norme IFRS 15 pour un montant de 5 422 millions d'euros et concernent principalement les autres engagements de ventes de biens et services de Framatome et d'EDF Renouvelables.
(2) Hors engagements de livraison d'énergie et services associés (voir note 46.2.1.4).
(3) Hors engagements relatifs aux lignes de crédit détaillés en note 38.2.5.

46.2.1 Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation

Les engagements reçus liés aux opérations d'exploitation au 31 décembre 2018 sont les suivants :

					31/12/2018	31/12/2017
		Échéances				
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	
Engagements de location simple en tant que bailleur	678	124	399	154	780	
Engagements sur ventes d'exploitation (1)	7 004	1 745	4 224	1 035	6 748	
Garanties reçues liées aux activités opérationnelles	1 791	1 014	591	186	1 483	
Autres engagements reçus liés aux opérations d'exploitation	66	17	35	14	46	
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	**9 539**	**2 900**	**5 249**	**1 389**	**9 057**	

(1) Les engagements présentés au titre du 31 décembre 2017, ont été retraités de l'application de la norme IFRS 15 pour un montant de 5 422 millions d'euros et concernent principalement les engagements de ventes de biens et services de Framatome et d'EDF Renouvelables.

46.2.1.1 Engagements de location simple en tant que bailleur

Le Groupe bénéficie à hauteur de 678 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.

46.2.1.2 Engagements sur ventes d'exploitation

Les engagements reçus sur ventes d'exploitation sont hors livraison d'énergie et concernent principalement les commandes fermes dans le cadre des contrats à l'avancement chez Framatome (contrats de construction et d'ingénierie) et chez EDF Renouvelables (contrats de prestations d'exploitation, de maintenance et de développement-vente d'actifs structurés).

46.2.1.3 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.

46.2.1.4 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.

46.2.2 Engagements reçus liés aux opérations d'investissement

					31/12/2018	31/12/2017
		Échéances				
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT	**183**	**49**	**16**	**118**	**214**	

Aux termes de l'accord signé avec Exelon le 29 juillet 2013 et finalisé le 1er 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 2018.

46.2.3 Engagements reçus liés aux opérations de financement

					31/12/2018	31/12/2017
		Échéances				
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT	**30**	**6**	**4**	**20**	**72**	

NOTE 47 PASSIFS ÉVENTUELS

À l'exception des éléments mentionnés en note 4.3, les principaux passifs éventuels au 31 décembre 2018 sont les suivants :

47.1 CONTRÔLES FISCAUX

EDF

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 563 millions d'euros à fin 2018. 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 à 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.

47.2 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.

47.3 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 en vigueur avant le moratoire, ont intenté des procédures indemnitaires contre EDF, gestionnaire de réseau de distribution (GRD) dans les zones non interconnectées (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 aurait permis à ces producteurs de bénéficier des conditions de rachat de l'électricité plus avantageuses.

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 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.

Plusieurs décisions favorables à Enedis ont été rendues depuis le début de l'année 2018 sur ce sujet. La Cour d'Appel de Versailles a notamment débouté, début juillet 2018, 150 producteurs, soit parce que la faute d'Enedis n'est pas établie, soit en l'absence de lien de causalité entre la faute d'Enedis et le préjudice des producteurs, soit en considérant que le préjudice n'est pas indemnisable dans la mesure où les arrêtés tarifaires de 2006 et 2010 sont illégaux, faute de notification à la Commission européenne au titre du contrôle des aides d'État. Une large majorité d'arrêts ont fait l'objet d'un pourvoi en cassation.

De la même façon, EDF a obtenu depuis quelques mois un certain nombre de décisions favorables considérant le préjudice des producteurs non réparable car illicite.

En parallèle des contentieux indemnitaires pendants devant les juridictions civiles 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 faute du GRD. Suite à cet arrêt, Enedis et EDF ont assigné en avril 2017 les assureurs en vue de voir reconnaître par les tribunaux l'existence de deux sinistres sériels partiels. Ainsi, si les tribunaux constataient l'existence de deux sinistres sériels partiels, il y aurait application pour chacun d'eux d'une seule franchise et d'un seul plafond de garantie pour les réclamations ayant la même cause technique.

47.3.1 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. Le 4 juillet 2018, l'ADLC a clôturé la procédure par une décision de non-lieu. 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 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 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.

Cette décision est intervenue le 4 juillet 2018, date à laquelle l'ADLC a adopté une décision de non-lieu (définitive). Les comportements dénoncés par la saisissante sont donc réputés ne pas avoir été mis en œuvre.

Le Tribunal de commerce de Paris a, par jugement en date du 10 décembre 2018, pris acte du désistement de la société SUN'R de son action indemnitaire et par jugement en date du 12 décembre 2018, pris acte du désistement des sociétés Sun West, Azimut 56 et JB Solar. Ce dossier est donc définitivement clos.

NOTE 48 PARTIES LIÉES

Les transactions avec les parties liées s'analysent comme suit :

	Entreprises associées et co-entreprises		Activités conjointes		État ou participations de l'État [1]		Total Groupe	
(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Chiffre d'affaires	560	580	-	-	1 708	1 549	2 268	2 129
Achats d'énergie	4 071	3 817	5	4	2 031	2 313	6 107	6 134
Achats externes	4	9	3	4	251	1 163	258	1 176
Actifs financiers	294	238	-	-	-	-	294	238
Autres actifs	730	729	-	-	486	596	1 216	1 325
Passifs financiers		-	-	-	-	-	-	-
Autres passifs	1 162	1 282	1	1	631	552	1 794	1 835

(1) Ne comprend pas les dettes fiscales et sociales ainsi que la créance CSPE.

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 co-entreprises 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 83,67 % du capital d'EDF au 31 décembre 2018. 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 mise en œuvre de 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 pour la compensation des charges de service public.

48.2.2 Relations avec Engie

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.

En mars 2018, Enedis et GRDF ont décidé la création de deux entités mixtes : l'UONRH-MS regroupant les activités de contrat de travail, études et médico-social et l'OIT, l'opérateur Informatique & télécom regroupant toutes les activités de téléphonie et de bureautique. La mise en place de ces deux entités mixtes prend effet au 1er janvier 2019.

Pour Enedis, les autres activités supports (des domaines Véhicules & Engins, Contentieux et Assurance, Formation et Recrutement, et Achats tertiaires) sont regroupées au sein d'une Direction des Services Supports.

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 AREVA SA).

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).

Sur l'amont du cycle

Plusieurs accords importants ont été négociés entre EDF et Orano :

- approvisionnement en uranium naturel : contrats Orano Mining couvrant la période 2021-2030 ;
- fluoration : contrat sur la période 2019-2030 ;
- enrichissement de l'uranium naturel en uranium 235 : contrat 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 Orano ont signé le 29 septembre 2016 : un contrat d'uranium avec Orano Mining, un contrat de conversion et un contrat d'enrichissement avec Orano Cycle.

Sur l'aval du cycle

Les relations entre EDF et Orano relatives au transport, au traitement des combustibles usés et à leur recyclage sont précisées en note 29.1.1.

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 2018 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 12,4 millions d'euros en 2018 (12,2 millions d'euros en 2017). 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 le cas échéant.

Les dirigeants ne bénéficient d'aucun 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. Le Président-Directeur Général d'EDF pourrait bénéficier d'une indemnité de rupture en cas de révocation de son mandat de Président-Directeur Général.

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 1er 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 2018, le Groupe a restitué 30 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2017. En 2017, le Groupe avait restitué 38 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2016.

Pour l'année 2018, le volume total des droits d'émission alloués au Groupe et enregistrés dans les registres nationaux s'élève à 1 million de tonnes (3 millions de tonnes pour l'année 2017).

Au 31 décembre 2018, le volume des émissions s'élève à 24 millions de tonnes (40 millions de tonnes pour l'année 2017). La provision qui résulte des excédents d'émissions par rapport à ces droits d'émission s'élève à 175 millions d'euros au 31 décembre 2018 (120 millions d'euros au 31 décembre 2017).

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 excédent un seuil sont soumis sur une période triennale 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 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 1er 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'est ouverte à compter du 1er 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 Renouvelables) ;
- aux producteurs d'électricité contraints lorsque l'obligation porte sur la production ;
- aux producteurs d'électricité qui sont aussi 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 2018, une provision de 962 millions d'euros a été comptabilisée essentiellement par EDF Energy (Royaume-Uni) et EDF Luminus (Belgique) au titre de leurs obligations de restitution de certificats d'énergie renouvelable à cette date. Une grande partie de ces obligations est couverte par les certificats acquis et comptabilisés en immobilisations incorporelles.

NOTE 50 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

Aucun développement postérieur à la clôture n'est survenu, hormis ceux présentés dans les autres notes des comptes consolidés.

NOTE 51 PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION AU 31 DÉCEMBRE 2018

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 d'EDF ;
- **« 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 31/12/2018	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2017	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	95,10	A
Société pour le Conditionnement des Déchets et Effluents Industriels (SOCODEI)		100,00	100,00	A
CHAM SAS		100,00	100,00	A
Sowee		100,00	100,00	A
Immo C47		51,00	100,00	A
Autres *holdings* (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
FRAMATOME				
Framatome	France	75,50	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 (1)	États-Unis	-	100,00	P
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) Unistar a été fusionnée dans EDF Inc.

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2018	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2017	Activité
EDF RENOUVELABLES				
EDF Renouvelables (ex EDF Énergies Nouvelles)	France	100,00	100,00	P, A
DALKIA				
Dalkia	France	99,94	99,94	A
AUTRES MÉTIERS				
EDF Développement Environnement SA	France	100,00	100,00	A
Société Française d'Ingénierie Électronucléaire et d'Assistance (SOFINEL)	France	88,98	88,98	A
Dunkerque LNG (1)	France	-	65,01	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
Citelum	France	100,00	100,00	A
EDF Trading Ltd	Royaume-Uni	100,00	100,00	A
EDF DIN UK Ltd (2)	Royaume-Uni	-	100,00	A
Wagram Insurance Company DAC	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.
(1) Dunkerque LNG a été cédée le 30 octobre (voir note 3.3).
(2) EDF DIN UK Ltd a été liquidée.

51.2 SOCIÉTÉ DÉTENUE SOUS FORME D'ACTIVITÉS CONJOINTES

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2018	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2017	Activité
AUTRES MÉTIERS				
Friedeburger Speicherbetriebsgesellschaft GmbH (Crystal)	Allemagne	50,00	50,00	A

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, R = Réacteurs, A = Autres.

5.1.3 SOCIÉTÉS CONSOLIDÉES PAR MISE EN ÉQUIVALENCE

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2018	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2017	Activité
FRANCE – ACTIVITÉS DE PRODUCTION ET COMMERCIALISATION				
Domofinance	France	45,00	45,00	A
CTE (EDF Invest) (1)	France	50,10	50,10	A
Elisandra IV *(Holding* 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	38,35	A
Transport Stockage Hydrocarbures (TSH) (EDF Invest)	France	50,00	50,00	A
Central Sicaf (EDF Invest)	Italie	24,50	20,00	A
Thyssengaz (EDF Invest)	Allemagne	50,00	50,00	A
Aéroports Côte d'Azur (EDF Invest)	France	19,40	19,40	A
Ecowest SCI A et B (EDF Invest)	France	50,00	-	A
Fallago Rig (EDF Invest)	Royaume-Uni	20,00	-	P
Fenland Wind Farm (EDF Invest)	Royaume-Uni	20,00	-	P
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) (EDF Invest) (2)	Laos	40,00	40,00	P
Alpiq	Suisse	25,04	25,04	P, D, T, A

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, R = Réacteurs, A = Autres.
n.a : non applicable
(1) La Co-entreprise de Transport d'Électricité « CTE », société détenant la société RTE à 100 %.
(2) NPTC a été partiellement affectée aux actifs dédiés en 2018.

5.1.4 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 31/12/2018	Pourcentage de droits de votes détenus au 31/12/2018
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 2018 :

	Réseau Deloitte		Réseau KPMG	
(en milliers d'euros)	**Montant (hors taxes)**	**%**	**Montant (hors taxes)**	**%**
Audit				
Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés				
EDF	3 133	21,1	2 954	18,2
Entités contrôlées [1]	7 249	48,8	10 839	66,9
SOUS-TOTAL	**10 382**	**69,9**	**13 793**	**85,1**
Services autres que la certification des comptes [2]				
EDF	397	2,7	772	4,8
Entités contrôlées [1]	4 071	27,4	1 640	10,1
SOUS-TOTAL	**4 468**	**30,1**	**2 412**	**14,9**
TOTAL	**14 850**	**100**	**16 204**	**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) 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 (ii) des prestations rendues lors de cessions d'entités (iii) la réalisation de services fiscaux autorisés par la législation locale, ainsi que (iv) 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 2017

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 2017 :

	Réseau Deloitte		Réseau KPMG	
(en milliers d'euros)	**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	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				
EDF	906	6,4	778	5,1
Entités contrôlées	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**

6.2 RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES CONSOLIDÉS

Exercice clos le 31 décembre 2018

A l'Assemblée Générale 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 2018, 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 2018 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 les notes 1.2.1, 1.3.7, 1.3.16 et 2 de l'annexe aux comptes consolidés, qui exposent les effets de l'application des normes IFRS 15 « Produits des activités ordinaires tirés de contrats avec des clients » et IFRS 9 « Instruments financiers », normes adoptées par l'Union Européenne et applicables pour les exercices ouverts à partir du 1er janvier 2018.

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.

ÉVALUATION DES PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE EN FRANCE – AVAL DU CYCLE, DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES ET DERNIERS COEURS – ET DES ACTIFS DÉDIÉS

Notes 1.3.2.2, 1.3.16.2, 1.3.21.1, 29.1 et 45 de l'annexe aux comptes consolidés

Point clé de l'audit	Réponses apportées
Au 31 décembre 2018, les provisions constituées pour couvrir les obligations relatives aux installations nucléaires dont EDF est l'exploitant en France s'élèvent à 39 806 millions d'euros, dont 21 295 millions d'euros au titre de l'aval du cycle nucléaire (gestion du combustible usé et des déchets radioactifs) et 18 511 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. et 45). La valeur de réalisation de ces actifs dédiés, d'un montant de 27 689 millions d'euros (pour une valeur nette comptable de 26 232 millions d'euros) au 31 décembre 2018, a été déterminée sur la base de la juste valeur des placements diversifiés actions et taux, et de la valeur de réalisation ou de mise en équivalence d'un portefeuille d'actifs non cotés géré par la division EDF Invest.	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 20 755 millions d'euros aux conditions économiques de fin de période, pour une provision de 12 480 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 COEURS – ET DES ACTIFS DÉDIÉS

Notes 1.3.2.2, 1.3.16.2, 1.3.21.1, 29.1 et 45 de l'annexe aux comptes consolidés

Point clé de l'audit	Réponses apportées
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 données et 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. 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).

6.

EVALUATION 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
Au 31 décembre 2018, 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. 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. Nous avons considéré que l'évaluation des actifs non régulés en France, au Royaume-Uni et 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. 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.	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 apprécié le caractère approprié du modèle de valorisation. 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. Nous avons apprécié, au travers d'entretiens avec la Direction, les différentes hypothèses sous-jacentes (croissance économique, prix des matières premières et du CO_2, demande en électricité, capacités de production et d'interconnections 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. 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. 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. Enfin, nous avons apprécié si les notes 1.3.15, 13 et 23 de l'annexe aux 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.

Vérifications spécifiques

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, à la vérification spécifique prévue par les textes légaux et réglementaires 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.

Nous attestons que la déclaration consolidée de performance extra-financière prévue par l'article L. 225-102-1 du code de commerce figure dans les informations relatives au Groupe données dans le rapport de gestion, étant précisé que, conformément aux dispositions de l'article L. 823-10 de ce code, les informations contenues dans cette déclaration n'ont pas fait l'objet de notre part de vérifications de sincérité ou de concordance avec les comptes consolidés et doivent faire l'objet d'un rapport par un organisme tiers indépendant.

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 S.A. et par la décision du Conseil d'administration du 25 avril 2002 pour Deloitte & Associés.

Au 31 décembre 2018, KPMG S.A. était dans la 14ème année de sa mission sans interruption et Deloitte & Associés dans la 17ème année sans interruption, dont pour les deux, 14 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.

Rapport au Comité d'audit

Nous remettons au Comité d'audit un rapport 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, le 14 février 2019

Les commissaires aux comptes

KPMG S.A.		**Deloitte & Associés**	
Jay Nirsimloo	Michel Piette	Damien Leurent	Christophe Patrier

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	2018	2017
CHIFFRE D'AFFAIRES [1]	**4**	**44 874**	**42 371**
Production stockée et immobilisée		1 217	1 138
Subventions d'exploitation	5	6 566	6 558
Reprises sur amortissements et provisions d'exploitation	6	2 996	3 231
Autres produits d'exploitation et transferts de charges	7	850	823
I TOTAL PRODUITS D'EXPLOITATION		**56 503**	**54 121**
Consommations de l'exercice en provenance de tiers	**8**	**37 410**	**36 723**
Achats consommés de combustibles		3 172	3 186
Achats d'énergie		17 057	15 870
Achats de services et autres achats consommés de biens		17 181	17 667
Impôts, taxes et versements assimilés	**9**	**2 662**	**2 567**
Charges de personnel	**10**	**6 565**	**6 754**
Dotations d'exploitation	**11**	**6 471**	**5 441**
Dotations aux amortissements des immobilisations	11.1	3 531	3 366
Dotations aux provisions et dépréciations	11.2	2 940	2 075
Autres charges d'exploitation	**12**	**1 743**	**1 644**
II TOTAL CHARGES D'EXPLOITATION		**54 851**	**53 129**
RÉSULTAT D'EXPLOITATION (I - II)		**1 652**	**992**
III QUOTES PARTS DE RÉSULTAT SUR OPÉRATIONS FAITES EN COMMUN		**0**	**1**
IV RÉSULTAT FINANCIER	**13**	**(1 756)**	**(988)**
RÉSULTAT COURANT AVANT IMPÔTS (I - II + III + IV)		**(104)**	**5**
V RÉSULTAT EXCEPTIONNEL	**14**	**939**	**1 232**
VI IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES	**15**	**756**	**687**
BÉNÉFICE OU PERTE (I - II + III + IV + V + VI)		**1 591**	**1 924**

(1) Dont production en 2018 de biens à l'exportation pour 10 287 millions d'euros et de services à l'exportation pour 423 millions d'euros.

BILAN

ACTIF

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2018 Montants bruts	Amortissements et dépréciations	Montants nets	31/12/2017 Montants nets
Immobilisations incorporelles	**16 -17**	**2 091**	**1 074**	**1 017**	**933**
Immobilisations corporelles du domaine propre	**16 -17**	**85 326**	**57 921**	**27 405**	**26 066**
Immobilisations corporelles du domaine concédé	**16 -17**	**14 711**	**8 755**	**5 956**	**5 871**
Immobilisations corporelles et incorporelles en-cours	**16 -17**	**21 114**	**177**	**20 937**	**19 655**
Participations et créances rattachées		59 258	307	58 951	58 445
Titres immobilisés		21 076	655	20 421	18 092
Prêts et autres immobilisations financières		12 545	61	12 484	12 386
Immobilisations financières	**18**	**92 879**	**1 023**	**91 856**	**88 923**
TOTAL I ACTIF IMMOBILISÉ		**216 121**	**68 950**	**147 171**	**141 448**
Stocks et en-cours	**19**	**10 096**	**189**	**9 907**	**9 969**
Avances et acomptes versés sur commande	**20**	**690**	**1**	**689**	**785**
Créances d'exploitation	**20**	**21 094**	**397**	**20 697**	**20 791**
Valeurs mobilières de placement	**21**	**16 913**	**52**	**16 861**	**14 527**
Instruments de trésorerie	**20**	**2 605**	**-**	**2 605**	**2 096**
Disponibilités	**22**	**4 619**	**-**	**4 619**	**5 110**
Charges constatées d'avance	**20**	**1 449**	**-**	**1 449**	**1 358**
TOTAL II ACTIF CIRCULANT		**57 466**	**639**	**56 827**	**54 636**
Charges à répartir sur plusieurs exercices (III)		**255**	**-**	**255**	**265**
Primes de remboursement des emprunts (IV)		**758**	**251**	**507**	**453**
Écarts de conversion - Actif (V)	**23**	**767**	**-**	**767**	**572**
TOTAL GÉNÉRAL (I + II + III + IV + V)		**275 367**	**69 840**	**205 527**	**197 374**

PASSIF

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2018	31/12/2017
Capital		**1 505**	**1 464**
Primes d'émission et de fusion		**15 672**	**14 866**
Écarts de réévaluation		**676**	**680**
Réserves			
Réserve légale		146	105
Autres réserves		3 000	3 000
Report à nouveau		**7 351**	**6 809**
Résultat de l'exercice		**1 591**	**1 924**
Acomptes sur dividendes		**(451)**	**(433)**
Subventions d'investissement		**166**	**163**
Provisions réglementées		**6 056**	**6 098**
TOTAL CAPITAUX PROPRES	**24**	**35 712**	**34 676**
Autres fonds propres	**25**	**10 620**	**10 449**
Passifs spécifiques des concessions	**26**	**2 199**	**2 159**
TOTAL I FONDS PROPRES		**48 531**	**47 284**
Provisions pour risques	**27**	**2 544**	**1 384**
Provisions liées à la production nucléaire (aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs)	28	39 806	37 633
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	29	659	626
Provisions pour avantages du personnel	30	11 240	11 055
Provisions pour autres charges	31	866	938
Provisions pour charges		**52 571**	**50 252**
TOTAL II PROVISIONS		**55 115**	**51 636**
Dettes financières	**33**	**54 644**	**51 441**
Avances et acomptes reçus	**32**	**7 134**	**6 861**
Dettes d'exploitation, d'investissement et dettes diverses	**32**	**33 229**	**31 911**
Instruments de trésorerie	**32**	**3 462**	**4 471**
Produits constatés d'avance	**32**	**3 116**	**3 285**
TOTAL III DETTES	**32**	**101 585**	**97 969**
Écarts de conversion - Passif (IV)	**34**	**296**	**485**
TOTAL GÉNÉRAL (I + II + III + IV)		**205 527**	**197 374**

TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE

(en millions d'euros)		Notes	2018	2017
Opérations d'exploitation				
Résultat avant impôts sur les bénéfices			835	1 237
Amortissements et provisions			7 153	4 010
Plus ou moins-values de cessions [1]			(499)	(859)
Produits et charges financiers			(2 133)	(827)
Variation du besoin en fonds de roulement [2]			3 238	2 530
FLUX DE TRÉSORERIE NETS GÉNÉRÉS PAR L'EXPLOITATION			**8 594**	**6 091**
Frais financiers nets décaissés y compris dividendes reçus			1 435	620
Impôts sur le résultat payés			(29)	(677)
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	**(A)**		**10 000**	**6 034**
Opérations d'investissement				
Investissements corporels et incorporels			(5 982)	(5 984)
Produits de cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles			24	17
Variations d'actifs financiers [3]			(4 776)	1 022
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT	**(B)**		**(10 734)**	**(4 945)**
Opérations de financement				
Emissions d'emprunts et conventions de placements			4 938	1 282
Remboursements d'emprunts et conventions de placements			(2 435)	(5 204)
Dividendes versés		24	(513)	(110)
Augmentation des fonds propres		24	-	4 005
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession			6	8
Subventions d'investissement reçues			11	4
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT	**(C)**		**2 007**	**(15)**
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET DES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	**(A)+(B)+(C)**		**1 273**	**1 074**
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE		**22**	**(2 875)**	**(3 981)**
Incidence des variations de change			(13)	(23)
Produits financiers nets sur disponibilités et équivalents de trésorerie			52	55
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE [4]		**22**	**(1 563)**	**(2 875)**

(1) Ce poste inclut le solde de la plus-value de cession réalisée lors de la cession de la totalité des titres RTE à la société CTE soit 388 millions d'euros en 2017.

(2) En 2018, ce poste inclut un impact positif de 2 068 millions d'euros sur le besoin en fonds de roulement, et donc sur la trésorerie suite à l'évolution de la classification des conventions de trésorerie et de placement concernant notamment les holdings (voir note 22).

(3) En 2017, ce poste inclut l'acquisition des titres Framatome pour 1 894 millions d'euros.

(4) 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. 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 439
1.1 Référentiel comptable 439
1.2 Jugements et estimations de la Direction 439
1.3 Chiffre d'affaires 440
1.4 Immobilisations incorporelles 440
1.5 Immobilisations corporelles 440
1.6 Dépréciation des actifs a long terme 441
1.7 Immobilisations financières 441
1.8 Stocks et en-cours 442
1.9 Créances d'exploitation et trésorerie 442
1.10 Frais d'émission et primes de remboursement des emprunts 443
1.11 Écarts de conversion et gains et pertes de change 443
1.12 Provisions réglementées 443
1.13 Autres fonds propres 443
1.14 Passifs spécifiques des concessions 443
1.15 Provisions hors avantages du personnel 443
1.16 Avantages du personnel 444
1.17 Instruments dérivés 445
1.18 Contrats de matières premières 445
1.19 Environnement 445

Note 2 Événements et transactions significatifs 447
2.1 Finalisation de la cession de la participation d'EDF au capital de Dunkerque LNG 447
2.2 Émissions obligataires : EDF lève 3,75 milliards de dollars américains et 1 milliard d'euros 447
2.3 Émissions d'obligations hybrides 447
2.4 Rachat de certaines souches d'obligations hybrides 447
2.5 Syndication d'une ligne de crédit innovante indexée sur des critères ESG 448
2.6 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 ») 448
2.7 Projet EPR de Flamanville 3 448
2.8 Acquisition de 75,5 % de Framatome 449

Note 3 Évolutions réglementaires en France survenues au cours de l'exercice 450
3.1 Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) 450
3.2 Tarifs réglementés de ventes d'électricité en France (TRV-Tarifs bleus) 450
3.3 Commissionnement fournisseur 451
3.4 Fonds de péréquation de l'électricité 451
3.5 Compensation des charges de service public de l'énergie (CSPE) 451
3.6 Mécanisme de capacité 452
3.7 Certificats d'économie d'énergie (CEE) 452
3.8 ARENH 453

COMPTE DE RÉSULTAT 454

Note 4 Chiffre d'affaires 454

Note 5 Subventions d'exploitation 454

Note 6 Reprises sur amortissements, dépréciations et provisions d'exploitation 454

Note 7 Autres produits d'exploitation et transferts de charges 454

Note 8 Consommations de l'exercice en provenance de tiers 455

Note 9 Impôts, taxes et versements assimilés 455

Note 10 Charges de personnel 455

Note 11 Dotations d'exploitation 456
11.1 Dotations aux amortissements 456
11.2 Dotations aux provisions et dépréciations 456

Note 12 Autres charges d'exploitation 456

Note 13 Résultat financier 457

Note 14 Résultat exceptionnel 457

Note 15 Impôts sur les bénéfices 458
15.1 Groupe fiscal 458
15.2 Impôt sur les sociétés 458
15.3 Crédit impôt compétitivité emploi (CICE) 458
15.4 Situation fiscale différée ou latente 458

BILAN 459

Note 16 Valeurs brutes des immobilisations incorporelles et corporelles 459

Note 17 Amortissements et dépréciations des immobilisations incorporelles et corporelles 460
17.1 Test de perte de valeur des actifs 460

Note 18 Immobilisations financières 461
18.1 Variations des immobilisations financières 461
18.2 Filiales et participations détenues à plus de 50 % 462
18.3 Filiales et participations détenues à moins de 50 % 463
18.4 Portefeuille de titres immobilisés de l'activité de portefeuille (TIAP) 463
18.5 Variations des actions propres 464

18.6 Créances de l'actif immobilisé 464

Note 19 Stocks et en-cours 465

Note 20 Créances de l'actif circulant 465

Note 21 Valeurs mobilières de placement 465

Note 22 Réconciliation de la trésorerie et équivalents de trésorerie présentée dans le tableau de flux de trésorerie 466

Note 23 Écarts de conversion-actif 466

Note 24 Variations des capitaux propres 467

24.1 Capital social 467
24.2 Distributions de dividendes 467

Note 25 Autres fonds propres 468

Note 26 Passifs spécifiques des concessions 468

Note 27 Provisions pour risques 468

Note 28 Provisions liées à la production nucléaire : aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs 469

28.1 Provisions pour gestion du combustible usé 470
28.2 Provisions pour reprise et conditionnement des déchets – provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs 470
28.3 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires 471
28.4 Provisions pour derniers cœurs 473
28.5 Actualisation des provisions liées à la production nucléaire et analyses de sensibilité 473

Note 29 Autres provisions pour déconstruction 474

Note 30 Provisions pour avantages du personnel 475

30.1 Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi 476
30.2 Provisions pour autres avantages à long terme du personnel en activité 476
30.3 Actifs de couverture 477
30.4 Hypothèses actuarielles 477

Note 31 Provisions pour autres charges 478

Note 32 Dettes 478

Note 33 Dettes financières 479

33.1 Ventilation des emprunts par devises avant et après instruments de couverture 479
33.2 Ventilation des emprunts par type de taux d'intérêt avant et après instruments de couverture 480

Note 34 Écarts de conversion-passif 480

AUTRES INFORMATIONS 481

Note 35 Instruments financiers 481

35.1 Engagements hors bilan liés aux dérivés de change et de taux d'intérêt 481
35.2 Incidence des opérations de gestion financière sur le résultat de l'exercice 482
35.3 Juste valeur des instruments financiers dérivés 482

Note 36 Autres engagements et opérations hors bilan 483

36.1 Engagements donnés 483
36.2 Engagements reçus 484
36.3 Autres natures d'engagements 484

Note 37 Passifs éventuels 484

Note 38 Actifs dédiés 485

38.1 Réglementation 485
38.2 Composition et évaluation des actifs dédiés 485

Note 39 Informations concernant les entreprises et parties liées 487

39.1 Relations avec les filiales 487
39.2 Relations avec l'État et les sociétés participations de l'État 487

Note 40 Environnement 488

40.1 Droits d'émission de gaz à effet de serre 488
40.2 Certificats d'Économies d'Énergie 488

Note 41 Rémunération des mandataires sociaux 489

Note 42 Événements postérieurs à la clôture 489

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 règlement n° 2014-03 de l'Autorité des normes comptables (ANC) du 5 juin 2014 relatif au plan comptable général modifié.

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées sont identiques à celles utilisées dans les comptes annuels au 31 décembre 2017, à l'exception du règlement n° 2018-01 du 20 avril 2018 concernant les changements de méthodes, changements d'estimation et corrections d'erreurs qui est applicable aux exercices ouverts à la date de publication du règlement, soit à la clôture du 31 décembre 2018.

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.

La durée d'amortissement des tranches du palier 900 MW a été portée de 40 ans à 50 ans en 2016 (à l'exception de la centrale de Fessenheim), les conditions techniques, économiques et de gouvernance étant réunies. 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.

Comme indiqué en note 3.1, le projet de PPE prévoit sous certaines conditions la fermeture de deux tranches nucléaires en 2027 et 2028, en anticipation de leur cinquième visite décennale. Si la PPE est adoptée en ce sens, cela pourrait alors conduire à modifier prospectivement la durée d'amortissement des deux tranches concernées. S'agissant d'une anticipation de quelques années concernant deux tranches du parc, l'effet sur les dotations aux amortissements annuels, qui dépendra des tranches qui seront retenues, serait peu significatif.

Le projet de PPE indique par ailleurs que la fermeture des deux réacteurs de Fessenheim devra intervenir « à l'horizon du printemps 2020, en application du plafonnement de la puissance électronucléaire installée, et pour permettre la mise en service de l'EPR de Flamanville ». En fonction des dispositions définitives de la PPE, le plan d'amortissement de Fessenheim qui prend aujourd'hui fin en novembre 2019, sera prospectivement modifié en conséquence.

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.

Comme indiqué en note 3.1, le projet de PPE prévoit sous certaines conditions la fermeture de deux tranches nucléaires en 2027 et 2028, en anticipation de leur cinquième visite décennale. Si la PPE est adoptée en ce sens, cela pourrait alors conduire à modifier le montant des provisions nucléaires associées. S'agissant d'une anticipation de quelques années concernant deux tranches du parc, l'impact sur les provisions nucléaires pourrait alors correspondre à une augmentation de quelques dizaines de millions d'euros, par contrepartie des actifs concernés au bilan.

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 2018 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 2018 sont détaillées en note 30.4. Ces hypothèses sont mises à jour annuellement. EDF estime que les hypothèses actuarielles retenues au 31 décembre 2018 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 1er 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. Les fournisseurs répercutent dans leur prix de vente aux clients finals le coût du mécanisme de capacité.

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 de cessions de gré à gré ;
- la répercussion aux clients finals du coût du mécanisme de capacité dans les tarifs réglementés de vente et les offres à prix de marché est reconnue en chiffre d'affaires au fur et à mesure des livraisons d'électricité ; toutefois l'ARENH intègre depuis 2017 une valeur capacitaire, suite à l'entrée en vigueur du mécanisme de capacité, les modalités de cession des garanties de capacité associées à l'ARENH ayant été définies par la CRE ;
- 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 production nucléaire, 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.

Le 21 décembre 2017, un accord-cadre sur un nouveau modèle de contrat de concession a été signé avec la FNCCR et France Urbaine. En conséquence, depuis 2018, les contrats de concession nouvellement signés relèvent de ce nouveau modèle de contrat de concession.

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).

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 dit des « délais glissants », ainsi définis 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).

1.6 DÉPRÉCIATION DES ACTIFS A 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 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 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 CO_2, la demande en électricité, les interconnections, 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, EDF s'appuie notamment sur les analyses d'organismes externes (par exemple pour les matières premières et le CO_2, qui influent au premier ordre sur le prix de l'électricité, EDF 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.

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 d'EDF 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.

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 ».

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 autres 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. 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.

Afin de réduire son exposition au risque de change, EDF 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 combustibles 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…).

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, du fait de la prise en compte de la notion de « Combustible engagé » définie par l'arrêté du 21 mars 2007.

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 3.6).

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 ET GAINS ET PERTES DE CHANGE

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.

Depuis le 1er janvier 2017, les gains et pertes de change sur créances et dettes commerciales sont comptabilisés en résultat d'exploitation.

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 droits 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 1er janvier 1959 et ceux mis en service avant le 1er 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 1er 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 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 ;
- les pertes sur contrat de transport, regazéification, stockage de gaz ;
- 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 ;
- 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

Depuis le 1er janvier 2005, EDF applique la méthode de référence définie à l'article 324-1 du règlement 2014-03 relatif au plan comptable général et comptabilise en provisions les 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 :

- 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 duration 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 duration 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 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 1er 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-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 1er 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 d'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 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 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. Comme les 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 sont constitués de produits dérivés de taux ou de change tels que futures, *forwards*, *swaps* et options négociés sur les marchés organisés ou de gré à gré.

L'application du règlement 2015-05 relatif aux instruments financiers à terme et aux opérations de couverture depuis le 1er janvier 2017 conduit à enregistrer les plus-values latentes sur le portefeuille d'optimisation du change, ainsi que le résultat latent sur les dérivés de change qualifiés d'instruments de couverture au bilan, dans les comptes d'écarts d'évaluation créés par ce nouveau règlement. Ces comptes sont compensés avec les écarts de conversion actif ou passif constatés sur les éléments couverts.

Les dérivés conclus à des fins de couverture corrigent le résultat de change 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 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, de manière symétrique aux éléments couverts, conformément au règlement 2015-05 relatif aux instruments financiers à terme et aux opérations de couverture, applicable depuis le 1er janvier 2017.

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 (CEE)

Le dispositif en vigueur est décrit en note 40.2.

EDF applique les modalités de comptabilisation des Certificats d'Économies d'Énergie conformément aux articles 616-1 à 616-25 du règlement 2014-03 relatif au plan comptable général.

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 ÉVÉNEMENTS ET TRANSACTIONS SIGNIFICATIFS

2.1 FINALISATION DE LA CESSION DE LA PARTICIPATION D'EDF AU CAPITAL DE DUNKERQUE LNG

Au terme d'un processus d'enchères concurrentiel lancé début 2018, le groupe EDF a annoncé le 29 juin 2018, être entré en négociations exclusives avec deux groupes d'investisseurs en vue de la cession de sa participation de 65,01 % au capital de Dunkerque LNG, propriétaire et exploitant du terminal méthanier de Dunkerque.

Cette participation du groupe EDF à hauteur de 65,01 % au capital de Dunkerque LNG, se fait par l'intermédiaire de sa filiale EDEV dont le capital est détenu intégralement par EDF SA.

D'une part, un consortium composé de Fluxys, AXA Investment Managers – Real Assets, pour ses clients, et Crédit Agricole Assurances s'est engagé à se porter acquéreur d'une participation de 31 % ; d'autre part, un consortium d'investisseurs coréens mené par IMP Group (composé de InfraPartners Management Korea Co. Ltd. à Séoul et InfraPartners Management LLP à Londres) en collaboration avec Samsung Asset Management Co. Ltd et composé de Samsung Securities Co. Ltd., IBK Securities Co. Ltd. et Hanwha Investment & Securities Co. Ltd. s'est porté acquéreur d'une participation de 34,01 %.

Au travers des prix payés par les deux consortiums, la valeur d'entreprise moyenne pour 100 % de Dunkerque LNG, pour l'ensemble de ces opérations, s'élève à 2,4 milliards d'euros.

Cette opération permet à Fluxys, déjà actionnaire de Dunkerque LNG à hauteur de 25 %, avec le soutien d'Axa IM-Real Assets et Crédit Agricole Assurances, de prendre le contrôle et de consolider Dunkerque LNG.

EDF, en tant que client de Dunkerque LNG, reste engagé à long terme auprès du terminal, qui continuera à servir la stratégie gaz du Groupe.

Le groupe EDF a signé le 12 juillet 2018 des accords engageants relatifs à cette cession avec les mêmes consortiums.

Suite à l'obtention des autorisations réglementaires requises, le groupe EDF, par l'intermédiaire de sa filiale EDEV (détenteur de 65,01 % de Dunkerque LNG), a réalisé le 30 octobre 2018 la cession de sa participation au capital du terminal méthanier de Dunkerque.

À l'issue de cette opération, EDF SA a perçu un dividende de sa filiale EDEV pour un montant de 740 millions d'euros (voir note 13).

À la suite de cette cession, l'évaluation du contrat long terme de réservation de capacité de régazéification de GNL entre EDF et Dunkerque LNG a conduit EDF à comptabiliser une dotation aux provisions pour contrat onéreux d'un montant de 737 millions d'euros (voir note 27).

2.2 ÉMISSIONS OBLIGATAIRES : EDF LÈVE 3,75 MILLIARDS DE DOLLARS AMÉRICAINS ET 1 MILLIARD D'EUROS

Le 19 septembre 2018, EDF a levé 3,75 milliards de dollars américains sur 3 tranches d'obligations senior :

- obligation de 1,8 milliard de dollars, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 4,500 % ;
- obligation de 650 millions de dollars, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 4,875 % ;
- obligation de 1,3 milliard de dollars, d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 5,000 %.

Par ailleurs, le 25 septembre 2018, EDF a lancé une émission obligataire *senior* de 1 milliard d'euros, d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 2 %.

Ces opérations permettent à EDF de poursuivre le renforcement de la structure de son bilan ainsi que de refinancer des échéances prochaines.

2.3 ÉMISSIONS D'OBLIGATIONS HYBRIDES

Le 25 septembre 2018, EDF a lancé une émission d'obligations super-subordonnées d'un montant de 1,25 milliard d'euros, avec un coupon de 4 % et une option de remboursement pouvant être exercée au gré d'EDF, en premier lieu, entre le 4 juillet 2024 (inclus) et le 4 octobre 2024 (inclus). L'Autorité des marchés financiers a apposé le visa n° 18-466 en date du 2 octobre 2018 sur le prospectus relatif à ces instruments, dont le règlement-livraison a eu lieu le 4 octobre 2018.

EDF réaffirme son attachement au financement par les titres hybrides, en tant que composante permanente de la structure de son capital afin de financer ses actifs en construction.

2.4 RACHAT DE CERTAINES SOUCHES D'OBLIGATIONS HYBRIDES

EDF a lancé le 25 septembre 2018 une offre contractuelle de rachat en numéraire ayant visé quatre souches d'obligations hybrides existantes.

Au résultat de la clôture de l'offre de rachat le 3 octobre 2018, EDF a procédé au rachat en numéraire des titres valablement apportés à l'offre de rachat pour les deux premières souches de titres hybrides visés par l'offre, conformément à l'ordre de priorité, pour un montant de 1,25 milliard d'euros.

Le montant global de titres hybrides d'EDF demeure inchangé à l'issue de ces opérations d'émissions/rachat.

Les résultats de l'offre de rachat sont présentés dans le tableau ci-dessous :

Titres hybrides visés	ISIN	Ordre de priorité	Montants apportés	Montants apportés (% des montants en circulation)	Montants rachetés	Facteurs de répartition proportionnelle	Prix de Rachat
Obligations 2020	FR0011401736	1	911 800 000 €	73 %	911 800 000 €	100,00 %	105,255 %
Obligations 2022	FR0011697010	2	635 100 000 €	64 %	338 200 000 €	59,50 %	108,185 %
Obligations 2026	FR0011401728	3	N/A	N/A	0	N/A	N/A
Obligations 2025	FR0011401751	4	N/A	N/A	0	N/A	N/A

Le règlement de l'offre de rachat est intervenu le 5 octobre 2018.

2.5 SYNDICATION D'UNE LIGNE DE CRÉDIT INNOVANTE INDEXÉE SUR DES CRITÈRES ESG

EDF a réalisé le 14 décembre 2018, la syndication d'une ligne de crédit renouvelable de 4 milliards d'euros dont le coût est indexé sur trois indicateurs de performance (« KPI ») du Groupe en matière de développement durable : les émissions directes de CO_2 d'EDF, l'utilisation par les clients d'EDF de ses outils de suivi en ligne de la consommation (comme indicateur du succès d'EDF à faire de ses clients résidentiels français des acteurs de leur consommation) et l'électrification de la flotte automobile d'EDF.

Cette ligne de crédit indexée sur des indicateurs environnementaux, sociaux et de gouvernance (ESG), à laquelle participe un syndicat de plus de 20 banques, modifie et prolonge l'actuelle ligne d'EDF de 4 milliards d'euros, jusqu'à une nouvelle échéance fixée en 2023. Elle vient compléter l'ensemble des outils de finance durable qu'EDF développe depuis plusieurs années, en particulier sur le marché des obligations vertes.

2.6 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.

Le 27 mars 2018, EDF a formé un pourvoi devant la Cour de Justice de l'Union européenne contre l'arrêt rendu le 16 janvier 2018 par le Tribunal de l'Union européenne. Le 13 décembre 2018, la Cour de l'Union européenne a rejeté ce pourvoi confirmant ainsi la décision de la Commission européenne. Ceci clôt définitivement le litige.

2.7 PROJET EPR DE FLAMANVILLE 3

Des jalons majeurs ont été franchis en 2018 :

- 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 sera en exploitation, ont été franchis ;
- l'épreuve enceinte du bâtiment réacteur a été réalisée avec succès en avril 2018. Cet essai est une épreuve en air destinée à vérifier le bon comportement mécanique de la structure du béton et de son étanchéité en portant la pression à l'intérieur du bâtiment à six fois la pression atmosphérique ;
- l'intégration d'une configuration de contrôle commande représentant environ 250 modifications a été achevée début septembre 2018, permettant de réaliser les essais à chaud avec une configuration cohérente et stable du contrôle commande.

Fabrication et qualité des équipements

À fin 2018, la quasi-totalité des équipements de la partie nucléaire comme de l'îlot conventionnel a été livrée et installée sur site. La situation sur la qualité des équipements du circuit primaire fabriqués par Framatome a évolué comme suit :

Cuve

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 1er semestre 2017 sur la base d'un dossier produit par Framatome, sous la surveillance d'EDF. 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.

L'ASN a autorisé le 9 octobre 2018 :

- 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, en limitant sa durée de vie à 2024, sauf à démontrer la faisabilité technique de contrôles comparables au fond de cuve.

EDF mène actuellement un projet de développement d'inspection en service du couvercle, afin de revenir courant 2019 vers l'ASN pour demander à conserver le couvercle actuel en cas de faisabilité industrielle de ce type d'opération. À défaut d'une telle autorisation, les coûts engagés pour la fabrication d'un couvercle de substitution pourraient rester, en tout ou partie, à la charge d'EDF. Ils ne sont pas intégrés dans l'objectif de coût de construction compte tenu du fait qu'ils surviendraient, le cas échéant, postérieurement à la mise en service. Par ailleurs, une procédure d'arbitrage a été engagée à ce sujet par EDF à l'encontre d'AREVA SA.

Problématique de l'exclusion de rupture et des écarts de qualité sur les soudures du circuit secondaire principal

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 secondaire principal qui évacue la vapeur des générateurs de vapeur vers la turbine de l'EPR de Flamanville 3.

Ce circuit (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.

Or, ces exigences ont été appliquées au stade de la conception, mais n'ont pas été correctement intégrées dans la réalisation des soudures. Le non-respect de ces exigences n'implique pas nécessairement la non-conformité à la réglementation des équipements sous pression nucléaire.

A partir du 21 mars 2018, EDF a également détecté des écarts de qualité dans la réalisation de soudures sur les tuyauteries du circuit secondaire principal de l'EPR de Flamanville, à l'occasion de la visite complète initiale. La visite complète initiale est une étape réglementaire, préalable à la mise en service de l'installation, qui consiste notamment en un examen des soudures des circuits primaire et secondaire. Elle permet de réaliser un état initial de référence de l'installation avant son exploitation.

Conformément aux procédures industrielles, les soudures avaient été contrôlées par le groupement des entreprises en charge de la fabrication du circuit. Le groupement des entreprises les avait déclarées conformes, au fur et à mesure de leur réalisation.

EDF a déclaré le 10 avril 2018 à l'ASN (voir communiqué EDF du 10 avril 2018), un événement significatif relatif à la détection d'écarts dans le contrôle de la réalisation de ces soudures (une partie du circuit secondaire principal étant déjà concernée par l'écart relatif à la bonne application des exigences « d'exclusion de rupture »).

EDF a alors engagé au deuxième trimestre 2018 un nouveau contrôle de l'ensemble des 150 soudures concernées du circuit secondaire principal.

Sur l'ensemble des 150 soudures contrôlées :

- 87 soudures étaient conformes ;
- 33 soudures présentant des écarts de qualité doivent faire l'objet d'une réparation. Sur le site, les activités de reprise des soudures présentant des écarts de qualités ont débuté fin juillet 2018 ;
- EDF a, par ailleurs, décidé de refaire 20 soudures, même si elles ne présentaient pas de défaut, ces soudures ne respectant pas les exigences « d'exclusion de rupture » définies par EDF au moment de la conception de l'EPR. Les dossiers de remise à niveau des premières soudures ont été transmis à l'ASN et les activités de soudures sur site ont débuté en novembre 2018 ;
- pour 10 autres soudures, EDF a proposé à l'ASN une démarche de justification spécifique permettant de confirmer le haut niveau de sûreté de l'installation tout au long de son exploitation. Après analyse définitive, ce nombre a été ramené à 8. Par ailleurs, il est apparu après contrôle qu'une de ces huit soudures présente un défaut de qualité de réalisation de petite taille. La démarche de justification spécifique mentionnée plus haut fera l'objet d'une instruction approfondie par l'ASN dans les mois à venir.

Calendrier de mise en service et coût de construction

Le 25 juillet 2018, le Groupe a présenté un point d'étape sur ces contrôles et ajusté en conséquence le planning et l'objectif de coût de construction (voir communiqué EDF du 25 juillet 2018) :

- l'objectif de chargement du combustible a été fixé à la fin du 4e trimestre 2019, avec un démarrage des essais à chaud alors prévu fin 2018 ;
- l'objectif du coût de construction a été porté de 10,5 à 10,9 milliards d'euros (en euros $_{2015}$, hors intérêts intercalaires).

Le 21 janvier 2019, EDF a annoncé que le planning des essais à chaud avait été revu avec un démarrage attendu durant la 2e quinzaine de février 2019 (voir communiqué EDF du 21 janvier 2019).

Le calendrier et l'estimation du coût de construction restent tendus. Ils intègrent un calendrier d'autorisations administratives de l'ASN décrit ci-dessus, qui dépend notamment de l'aboutissement de l'instruction des modalités envisagées par EDF pour le traitement des soudures du circuit secondaire principal, comme indiqué dans le communiqué publié par le Groupe le 31 janvier 2019.

Le Président de l'ASN a indiqué le 29 janvier 2019 que l'ASN se prononcera sur le programme de validation des soudures du circuit secondaire principal en mai 2019 et que « s'il s'avère finalement que les huit soudures situées au niveau de l'enceinte doivent être refaites elles aussi, les délais ne pourront pas être tenus ». Un point précis sur l'avancement du chantier EPR de Flamanville, notamment sur son calendrier et son coût de construction, sera donc effectué après la publication de l'avis de l'ASN. EDF n'est pas à ce stade, en mesure d'évaluer l'impact d'une décision de l'ASN qui ne validerait pas l'approche proposée.

2.8 ACQUISITION DE 75,5 % DE FRAMATOME

AREVA SA, AREVA NP et EDF ont signé le 22 décembre 2017, l'acquisition par EDF d'une participation lui conférant le contrôle exclusif de New NP (Framatome depuis janvier 2018), filiale à 100 % d'AREVA NP.

La prise de participation d'EDF à hauteur de 75,5 % du capital de Framatome 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)].

Au 31 décembre 2018, le prix d'acquisition ressort à 2,6 milliards d'euros (pour 100 % du capital) dont 94 millions d'euros complémentaires y compris frais d'acquisition pour EDF (pour 75,5 % du capital) par rapport à la valorisation initiale (voir note 18.1- renvoi 1) sur la base :

- des ajustements de prix calculés d'après les comptes définitifs à la date de réalisation de l'opération (31 décembre 2017) ;
- de l'estimation des compléments de prix, dont certains liés à des objectifs de performance mesurés postérieurement à la date de réalisation et dont la valorisation définitive, d'un montant maximum de 245 millions d'euros, devrait être connue courant 2019 ;
- de l'estimation de certains éléments de garanties de passif accordées par AREVA NP à EDF dans le cadre du contrat de cession d'actions du 22 décembre 2017.

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. La société TVO s'est désistée et l'ordonnance du Tribunal prononçant la radiation de l'affaire de son registre, datée du 16 mai, a été rendue publique fin mai.

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

NOTE 3 ÉVOLUTIONS RÉGLEMENTAIRES EN FRANCE SURVENUES AU COURS DE L'EXERCICE

3.1 PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE (PPE)

Le 25 janvier 2019, le ministère de la Transition écologique et solidaire (MTES) a publié le projet de PPE, outil de pilotage de la politique énergétique créé par la loi de transition énergétique pour la croissance verte votée en 2015. La PPE couvre en principe deux périodes successives de cinq ans. Par exception, la première PPE publiée en octobre 2016 couvrait deux périodes successives de respectivement trois et cinq ans, soit 2016-2018 et 2019-2023. La révision de la PPE en cours couvrira les périodes 2019-2023 et 2024-2028. Ce projet de PPE fait suite à la publication par le MTES le 27 novembre 2018 d'un dossier de presse détaillant les objectifs du Gouvernement pour la programmation pluriannuelle de l'énergie et la stratégie nationale bas carbone.

S'agissant de la production d'électricité d'origine nucléaire, le Gouvernement fixe désormais l'objectif d'atteindre une part du nucléaire au sein du mix électrique de 50 % à l'horizon 2035. L'objectif inscrit dans le Code de l'énergie sera modifié en conséquence. L'atteinte de cet objectif impliquera la fermeture de 14 réacteurs nucléaires d'ici 2035, avec la fermeture des deux réacteurs de Fessenheim « à l'horizon du printemps 2020, en application du plafonnement de la puissance électronucléaire installée, et pour permettre la mise en service de l'EPR de Flamanville ».

Le calendrier de fermeture des réacteurs respectera les échéances de 5e visite décennale des réacteurs concernés, à l'exception de 2 réacteurs qui fermeront dans la deuxième période de la PPE, en 2027 et en 2028, sous réserve du respect du critère de sécurité d'approvisionnement. Par ailleurs, si certaines conditions relatives au prix de l'électricité et à l'évolution du marché de l'électricité à l'échelle européenne sont remplies, la fermeture de deux réacteurs additionnels pourra intervenir à l'horizon 2025-2026, sur la base d'une décision à prendre en 2023.

La version définitive de la PPE identifiera les sites sur lesquels ces fermetures interviendront prioritairement. Ces fermetures seront systématiquement accompagnées par l'État, notamment *via* l'établissement d'un contrat de transition écologique, afin de permettre aux territoires de s'inscrire dans de nouvelles dynamiques de développement.

Le projet de PPE fait désormais l'objet d'un processus de consultation, avant de pouvoir être adopté et traduit en 2019 dans des textes de nature législative ou réglementaire.

Si les dispositions mentionnées ci-dessus étaient confirmées dans les textes définitifs, leur adoption aurait alors comme principale conséquence dans les états financiers d'EDF la prise en compte de la modification à 2027 et 2028 de la date prévisionnelle de fermeture de deux tranches nucléaires en anticipation de leur 5e visite décennale : effet sur l'évaluation des provisions nucléaires lors du changement d'estimation et modification prospective de la durée d'amortissement des deux tranches concernées. S'agissant d'une anticipation de quelques années concernant deux tranches du parc, au vu de différents scénarios étudiés, l'effet sur les provisions nucléaires, notamment la provision pour démantèlement, pourrait alors correspondre à une augmentation de quelques dizaines de millions d'euros, par contrepartie des actifs concernés au bilan.

Par ailleurs, le gouvernement proposera les modalités d'une nouvelle régulation du nucléaire existant qui permette de garantir la protection des consommateurs contre les hausses de prix de marché au-delà de 2025 en les faisant bénéficier de l'avantage compétitif lié à l'investissement consenti dans le parc nucléaire historique, tout en donnant la capacité financière à EDF d'assurer la pérennité économique de l'outil de production pour répondre aux besoins de la PPE dans des scénarios de prix bas.

Le projet de programmation pluriannuelle de l'énergie indique par ailleurs que « le Gouvernement conduira avec la filière d'ici mi-2021 un programme de travail permettant d'instruire les questions relatives au coût du Nouveau Nucléaire et à ses avantages et inconvénients par rapport à d'autres moyens de production bas carbone, aux modèles de financement envisageables, aux modalités de portage des projets de nouveaux réacteurs et de concertation du public ainsi que les questions relatives à la gestion des déchets générés par un éventuel nouveau parc nucléaire. Sur la base de ces éléments et selon l'évolution du contexte énergétique, le Gouvernement se prononcera sur l'opportunité de lancer un programme de renouvellement des installations ».

S'agissant de la production d'électricité d'origine fossile, le projet de programmation pluriannuelle de l'énergie prévoit la fermeture des dernières centrales à charbon d'ici 2022 et de ne plus accorder d'autorisation à des nouveaux projets de centrales électriques utilisant des combustibles fossiles.

Si les dispositions mentionnées ci-dessus étaient confirmées dans les textes définitifs, leur adoption aurait alors comme principale conséquence dans les états financiers d'EDF la prise en compte de la modification prospective de la durée d'amortissement des tranches charbon exploitées par EDF en France, au Havre et à Cordemais (augmentation de la charge d'amortissement annuelle de l'ordre de 200 millions d'euros sur la période 2019-2022). EDF étudie toutefois des possibilités de reconversion de ces centrales à la biomasse. En effet, à l'issue d'une réunion organisée le 24 janvier 2019, EDF et le ministère de la Transition écologique et solidaire ont validé un programme de travail préalable à une décision sur le projet Ecocombust.

Comme l'indique le communiqué de presse d'EDF du 29 janvier 2019, ce programme de travail doit permettre de qualifier, d'ici à l'automne 2019, les essais techniques, les études d'impact sur l'environnement et le modèle économique du projet. À cette échéance, sous réserve de conclusions satisfaisantes sur les plans technique, économique et environnemental, et après avoir poursuivi les échanges avec l'État et les collectivités, EDF engagera la phase d'industrialisation pour la fabrication du combustible à partir de 2022. Le projet Ecocombust consiste à fabriquer un combustible innovant et écologique permettant le fonctionnement d'installations de chauffage ou de production électrique utilisant actuellement du charbon. Dans le cadre de la sécurisation d'approvisionnement en électricité du quart Nord-Ouest, en particulier de la Bretagne, et si les études de RTE demandées par le Gouvernement en confirmaient le besoin, le cas échéant jusqu'en 2026, une partie ou la totalité de la biomasse fabriquée pourrait être utilisée pour alimenter à 80 % les tranches actuelles pour répondre aux besoins de sécurisation du réseau électrique de l'Ouest de la France lors des heures de pointe de consommation les plus fortes.

Le projet de PPE fixe également l'objectif d'une accélération significative du rythme de développement des énergies renouvelables.

3.2 TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTES D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE (TRV-TARIFS BLEUS)

Décision du Conseil d'État du 18 mai 2018

Les décisions tarifaires de 2016 et 2017 ont fait l'objet de recours introduits devant le Conseil d'État par l'Anode (Association nationale des opérateurs détaillants en énergie) et Engie au motif que les TRV Électricité dits « Tarifs bleus », concernant les particuliers et les professionnels n'étaient pas conformes au droit européen.

Statuant sur ces recours et par décisions du 18 mai et du 3 octobre 2018, le Conseil d'État admet dans son principe la possibilité de tarifs réglementés de vente d'électricité, en reconnaissant notamment qu'ils poursuivent l'objectif d'intérêt économique général de garantir aux consommateurs un prix de l'électricité plus stable que les prix de marché. Le Conseil d'État confirme que cet objectif ne peut être atteint par une intervention étatique moins contraignante et que la réglementation des TRV qui garantit l'égal accès des entreprises d'électricité aux consommateurs n'est pas discriminatoire.

En revanche, le Conseil d'État estime la réglementation disproportionnée s'agissant de sa durée, permanente, et de son champ d'application, qui inclut à ce jour les sites des grandes entreprises dont la puissance souscrite est inférieure à 36 kVA. Ces éléments justifient l'annulation partielle des décisions tarifaires des 28 juillet 2016 et 27 juillet 2017.

La mise en œuvre de ces décisions appartient désormais au législateur, qui prépare actuellement au travers de la future loi Pacte les mesures législatives nécessaires.

Mouvements tarifaires

Depuis le 8 décembre 2015, conformément à la loi NOME (article L. 337-4, L. 337-13 du Code de l'énergie), la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE),

est en charge de transmettre aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie ses propositions motivées de TRV d'électricité. L'absence d'opposition de ces derniers dans un délai de trois mois vaut approbation.

S'agissant des mouvements tarifaires de 2018, la CRE, conformément à la loi NOME, a proposé au Gouvernement par une délibération du 11 janvier 2018 une évolution de + 0,7 % des tarifs bleus résidentiels et de + 1,6 % des tarifs bleus non résidentiels. Cette proposition, confirmée par une décision tarifaire du 31 janvier 2018, publiée au Journal officiel le 1er février 2018, a été mise en œuvre à cette date.

Le mouvement tarifaire de l'été 2018 a eu lieu également conformément à ce processus : compte tenu de l'évolution du TURPE au 1er août 2018 et en application du Code de l'énergie, la CRE a proposé dans une délibération du 12 juillet 2018 une évolution de - 0,5 % des tarifs bleus résidentiels et de + 1,1 % des tarifs bleus non résidentiels.

Par ailleurs, citant la décision du Conseil d'État du 18 mai 2018, elle a également inclus dans sa délibération du 12 juillet 2018 la mise en extinction des tarifs bleus non résidentiels pour l'ensemble des sites des grandes entreprises, en suggérant une définition à utiliser pour déterminer le périmètre des grandes entreprises, basée sur le « décret n° 2008-1354 du 18 décembre 2008 relatif aux critères permettant de déterminer la catégorie d'appartenance d'une entreprise pour les besoins de l'analyse statistique et économique ».

La proposition de la CRE dans toutes ses composantes a été confirmée par une décision tarifaire du 27 juillet 2018, publiée au Journal officiel le 31 juillet 2018, et a été mise en œuvre le 1er août 2018.

Enfin, dans une délibération du 7 février 2019, publiée le 12 février 2019, la CRE a proposé une augmentation de 7,7 % HT des tarifs bleus résidentiels et non résidentiels. La date de mise en œuvre n'est pas encore connue. Le gouvernement dispose d'un délai de trois mois pour s'y opposer.

3.3 COMMISSIONNEMENT FOURNISSEUR

À la suite de la loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017, qui a confirmé la compétence de la CRE sur le commissionnement fournisseur, la CRE a pris une nouvelle délibération le 18 janvier 2018, publiée au Journal officiel du 25 janvier 2018. Cette délibération reprend les principes qu'elle avait retenus dans sa précédente délibération du 26 octobre 2017 relatifs à la rémunération à verser par les Gestionnaires de Réseau de Distribution (GRD) aux fournisseurs pour la gestion par ces derniers des clients en contrat unique.

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 d'électricité donneront lieu à un commissionnement légèrement inférieur (4,50 € au lieu de 6,80 € par point de livraison (PDL) jusqu'au 1er août 2019), cet écart se résorbant régulièrement jusqu'à disparaître au 1er août 2022.

Pour la rémunération des charges de gestion de clientèle au titre du passé (avant le 1er janvier 2018), 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 toutefois 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.

3.4 FONDS DE PÉRÉQUATION DE L'ÉLECTRICITÉ

La CRE a publié le 22 mars 2018 ses délibérations relatives aux niveaux de dotation au titre du Fonds de Péréquation de l'Électricité (FPE) pour EDF SEI et Électricité de Mayotte au titre des années 2018 à 2021. Le niveau annuel moyen de dotation au titre du FPE pour EDF SEI, y compris le projet de comptage évolué, est de 185 millions d'euros pour la période.

3.5 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 2018, la loi de finances initiale pour 2019 prévoit au titre des charges de l'année 2019 :

- un compte d'affectation spéciale « Transition énergétique » (CAS) doté d'un montant de 7,3 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 et au paiement de l'annuité de remboursement du déficit cumulé dû à EDF ;
- un compte « Service public de l'énergie » du budget général doté d'un montant de 3,3 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, que depuis le 1er janvier 2018, les dispositifs des Tarifs de Première Nécessité (TPN électricité) et des Tarifs Spéciaux de Solidarité (gaz), ont été remplacés par le chèque-énergie, dont la charge n'est pas supportée par EDF mais est cependant budgétée par l'État dans le programme « Service Public de l'Énergie ». EDF supportera néanmoins des charges de solidarité en 2019 au titre du fond de solidarité logement ou au titre de services à destination de clients précaires.

Le financement du mécanisme de compensation des charges de service public est en 2019, 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 cokes (TICC) ainsi qu'une fraction de la taxe intérieure sur les produits énergétiques (TICPE). La loi de finances pour 2019 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 taxe 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 taxe CSPE est fixé au même niveau en 2019, qu'en 2018 à 22,5 €/MWh pour le taux plein, et entre 12 €/MWh et 0,5 €/MWh pour huit 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 seront en 2019, éligibles à compensation comme c'était déjà le cas depuis 2017, pour un montant annuel de l'ordre de 45 millions d'euros.

Par ailleurs, la loi de finance rectificative pour 2018 a ajusté à la baisse les compensations versées par l'État au titre des charges de service public en 2018 : celles-ci avaient en effet fortement diminué en raison de la hausse du prix du marché de l'électricité entre la prévision initiale de juillet 2017 pour 2018 et la reprévision de juillet 2018 pour 2018 : cela a donc mécaniquement fait diminuer l'écart entre le tarif d'obligation d'achat aux producteurs et le prix de valorisation de l'électricité sur le marché. Pour cette même raison, l'État a également ajusté à la baisse les compensations de 2018 au titre de l'écart observé entre la reprévision des charges de 2017 vu de juillet 2017 et le réalisé 2017 vu de juillet 2018.

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 2018 s'élève à 6 554 millions d'euros.

Les montants encaissés sur l'année 2018 (hors annuité de remboursement et intérêts associés), s'établissent à 6 919 millions d'euros (dont 4 610 millions d'euros au titre du Compte d'Affectation Spéciale (CAS) « Transition énergétique » et 2 309 millions d'euros au titre du budget général).

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 Dailly auprès de deux groupes de cessionnaires, cession acceptée par l'État. En conséquence, depuis le 1er janvier 2017, EDF perçoit 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.

Au cours de l'année 2018, l'État a versé à EDF 1 217 millions d'euros au titre du principal de la créance financière, dont 1 194 millions d'euros à rattacher à l'échéancier de 2018 et 23 millions d'euros, versés le 2 janvier 2018, à celui de 2017. Les 1 194 millions d'euros perçus sont conformes à l'annuité 2018 de l'échéancier de remboursement. Au 31 décembre 2018, la part de la créance financière, due à EDF, en attente de remboursement, s'élève à 2 014 millions d'euros.

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 sa délibération n° 2018-156 du 12 juillet 2018 constatant les charges de service public au titre de 2017 (6 475 millions d'euros), la nouvelle prévision des charges au titre de 2018 (6 940 millions d'euros) et la prévision des charges au titre de 2019 (7 206 millions d'euros).

3.6 MÉCANISME DE CAPACITÉ

Le mécanisme de capacité est entré en vigueur en France le 1er janvier 2017. Ce dispositif instauré par le Code de l'énergie a pour objectif de garantir la sécurité d'approvisionnement en électricité de la France.

Le 8 novembre 2016, la Commission européenne a autorisé le projet français de mécanisme de capacité sous réserve de l'introduction de contrats de certification d'une durée de 7 ans pour les nouvelles capacités, de la prise en compte des capacités étrangères et de mesures visant à empêcher toute manipulation du marché.

S'agissant de la capacité relative à l'année 2018, plusieurs sessions de marché ont été organisées par EPEX Spot en 2017 et 2018. Les volumes échangés se sont élevés à 10,96 GW en novembre 2017 pour un prix de 9,31 €/kW, 10,25 GW en décembre 2017 pour un prix de 9,38 €/kW et 1,17 GW en avril 2018 pour un prix de 9,38 €/kW (soit un prix de référence de 9,34 €/kW pour l'année 2018).

S'agissant de la capacité relative à l'année 2019, plusieurs sessions de marché ont été organisées par EPEX Spot en 2017 et 2018. Les volumes échangés et les prix associés ont été les suivants :

Date du guichet	Quantités *(en GW)*	Prix *(€/kW)*
Décembre 2017	1,22	13,00
Mars 2018	1,24	18,50
Avril 2018	2,65	18,24
Juin 2018	4,99	18,50
Septembre 2018	5,22	18,50
Octobre 2018	5,48	16,77
Décembre 2018	5,91	18,05

Suite à la session du 13 décembre 2018, la dernière avant l'année de livraison, le prix de Référence Marché pour 2019 est connu : il est de 17,37 €/kW.

En parallèle de ces enchères, il existe un marché de gré à gré.

Depuis le début, EDF participe aux enchères. Le produit de ces enchères a été intégralement reconnu en chiffre d'affaires - ventes de biens.

Le prix de la capacité est répercuté dans l'ensemble des contrats des clients du fournisseur EDF, qu'ils soient au TRV ou en offre de marché, comme dans ceux des autres fournisseurs.

3.7 CERTIFICATS D'ÉCONOMIE D'ÉNERGIE (CEE)

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'économie d'énergie s'étendant du 1er 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 deux fois le coût actuel de l'obligation classique.

En 2018, EDF a fortement augmenté sa production de Certificats d'Économie d'Énergie par rapport à 2017 et va chercher à l'amplifier encore 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.

3.8 ARENH

La souscription ARENH pour l'année 2018 s'est élevée à 96,3 TWh dont 87,1 TWh au titre de la fourniture des consommateurs finals et 9,2 TWh au titre de la fourniture des pertes aux gestionnaires de réseaux.

Ces souscriptions sont intervenues dans un contexte où, dès début septembre 2017, compte tenu des prix à terme du ruban 2018, l'ARENH (qui inclut dans les 42 €/MWh les garanties de capacité) était compétitive.

Lors du guichet ARENH de novembre 2018, la demande des fournisseurs alternatifs, qui s'est élevée à 132,98 TWh hors filiales EDF, ayant dépassé le plafond légal, EDF livrera 100 TWh en 2019 au titre de l'ARENH pour les besoins des clients finals de ses concurrents. Les souscriptions au titre des pertes réseau s'élèvent à 20,4 TWh.

Par délibération n° 2018-222 du 25 octobre 2018, la Commission de Régulation de l'Énergie a fixé, en application des dispositions du Code de l'énergie, la méthode de répartition des volumes d'ARENH en cas de demande exprimée supérieure au plafond législatif. Cette décision dispose notamment qu'en cas de dépassement du plafond d'ARENH au guichet de novembre 2018, d'une part, l'écrêtement ne s'appliquera qu'aux nouvelles demandes d'ARENH formulées lors de ce guichet et, d'autre part, les filiales contrôlées par EDF seront écrêtées intégralement (à l'exception des distributeurs qui ne le sont pas) pour les volumes conduisant à un dépassement du plafond. Elle prévoit enfin que lesdites filiales pourront conclure avec la société mère des contrats répliquant le dispositif de l'ARENH ainsi que les conditions d'approvisionnement, notamment le taux d'écrêtement des fournisseurs alternatifs. Lorsqu'il est mis en œuvre, ce mécanisme de l'écrêtement conduit à renforcer le poids de la référence aux prix de marché dans la détermination des tarifs réglementés de vente (TRV) et, toutes choses étant égales par ailleurs, à en renchérir la composante énergie.

COMPTE DE RÉSULTAT

NOTE 4 CHIFFRE D'AFFAIRES

Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2018	2017
Ventes d'énergie [1]	42 630	40 131
Ventes de services et divers	2 244	2 240
CHIFFRE D'AFFAIRES	**44 874**	**42 371**

(1) Y compris la part acheminement des ventes d'électricité et de gaz.

La hausse du chiffre d'affaires observée en 2018 est principalement liée à une augmentation des ventes sur les marchés, conséquence d'une forte hausse de la production nucléaire (+ 14,1 TWh), au regard d'une année 2017 fortement pénalisée notamment par plusieurs arrêts de réacteurs, et de la production hydraulique (+ 9,2 TWh en net). Elle s'explique également par une évolution positive de la revente des obligations d'achats notamment du fait d'un fort effet volume, des effets prix favorables sur les offres de marché, et par l'augmentation de la composante CEE dans les offres en lien avec l'augmentation du coût de l'obligation.

NOTE 5 SUBVENTIONS D'EXPLOITATION

(en millions d'euros)	2018	2017
SUBVENTIONS D'EXPLOITATION REÇUES	**6 566**	**6 558**

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 6 554 millions d'euros en 2018 (6 547 millions d'euros en 2017). La stabilité 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 et par l'impact de la suppression des dispositifs des Tarifs de Première Nécessité (TPN électricité) et des Tarifs Spéciaux de Solidarité (gaz), remplacés par le chèque-énergie, dont la charge n'est pas supportée par EDF.

NOTE 6 REPRISES SUR AMORTISSEMENTS, DÉPRÉCIATIONS ET PROVISIONS D'EXPLOITATION

(en millions d'euros)	2018	2017
Reprises sur provisions pour risques	**174**	**382**
Pensions et obligations assimilées	954	998
Gestion du combustible nucléaire usé	986	851
Gestion à long terme des déchets radioactifs	260	236
Déconstruction des centrales nucléaires	138	131
Déconstruction des centrales thermiques classiques et hydrauliques	35	49
Autres provisions pour charges	113	122
Reprises sur provisions pour charges	**2 486**	**2 387**
Reprises sur dépréciations	**336**	**462**
TOTAL REPRISES SUR AMORTISSEMENTS, DÉPRÉCIATIONS ET PROVISIONS D'EXPLOITATION	**2 996**	**3 231**

NOTE 7 AUTRES PRODUITS D'EXPLOITATION ET TRANSFERTS DE CHARGES

(en millions d'euros)	2018	2017
Autres produits d'exploitation	743	740
Transferts de charges	107	83
TOTAL AUTRES PRODUITS D'EXPLOITATION ET TRANSFERTS DE CHARGES	**850**	**823**

NOTE 8 CONSOMMATIONS DE L'EXERCICE EN PROVENANCE DE TIERS

(en millions d'euros)	2018	2017
Achats consommés de combustibles [1]	3 172	3 186
Achats d'énergie [2]	17 057	15 870
Achats de services et autres achats consommés de biens [3]	17 181	17 667
TOTAL CONSOMMATIONS DE L'EXERCICE EN PROVENANCE DE TIERS	**37 410**	**36 723**

(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 obligations d'achats d'électricité sont incluses dans ces achats. La hausse des achats d'énergie s'explique notamment par la hausse des obligations d'achats et des achats de gaz partiellement compensés par la diminution des achats sur les marchés dans un contexte d'augmentation de la production nucléaire et hydraulique.

(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 126 millions d'euros en 2018.

NOTE 9 IMPÔTS, TAXES ET VERSEMENTS ASSIMILÉS

Les différentes composantes constituant les impôts et taxes sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2018	2017
Impôts et taxes sur rémunérations	180	174
Impôts et taxes liés à l'énergie	1 240	1 249
Contribution Économique Territoriale	505	417
Taxes foncières	433	413
Autres impôts et taxes	304	314
TOTAL IMPÔTS ET TAXES	**2 662**	**2 567**

NOTE 10 CHARGES DE PERSONNEL

(en millions d'euros)	2018	2017
Salaires et traitements	3 711	3 831
Charges sociales	2 854	2 923
TOTAL CHARGES DE PERSONNEL	**6 565**	**6 754**

La baisse des charges de personnel est principalement liée à la diminution des effectifs.

	2018			2017
	Cadres	Non-cadres	Total	Total
Statut IEG	27 388	33 371	60 759	62 493
Autres	1 879	2 289	4 168	4 084
TOTAL EFFECTIFS MOYENS	**29 267**	**35 660**	**64 927**	**66 577**

Les effectifs moyens sont présentés en équivalent temps plein.

NOTE 11 DOTATIONS D'EXPLOITATION

11.1 DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS

(en millions d'euros)	2018	2017
Sur immobilisations incorporelles	235	216
Sur immobilisations corporelles :		
■ du domaine propre (1)	2 991	2 864
■ du domaine concédé (2)	272	260
Dotations aux amortissements des immobilisations	**3 498**	**3 340**
Autres dotations aux amortissements	**33**	**26**
TOTAL DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS	**3 531**	**3 366**

(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)	2018	2017
Provisions pour risques (1)	**1 125**	**78**
Pensions et obligations assimilées	832	889
Gestion du combustible nucléaire usé	488	443
Gestion à long terme des déchets radioactifs	48	118
Déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs	52	2
Déconstruction des centrales thermiques classiques et hydrauliques	22	19
Autres provisions	120	160
Provisions pour charges	**1 562**	**1 631**
Dépréciations	**253**	**366**
TOTAL DOTATIONS AUX PROVISIONS ET DÉPRÉCIATIONS	**2 940**	**2 075**

(1) La dotation au 31 décembre 2018 porte principalement sur des contrats d'approvisionnement et de ventes dont 737 millions d'euros au titre du contrat long terme avec Dunkerque LNG (voir note 2.1 et note 27).

NOTE 12 AUTRES CHARGES D'EXPLOITATION

Les autres charges d'exploitation s'élèvent à 1 743 millions d'euros en 2018 (1 644 millions d'euros en 2017) et comprennent notamment les pertes sur créances irrécouvrables, les redevances de logiciels, les coûts relatifs aux Certificats d'Économies d'Énergie (CEE) utilisés ou consommés sur l'exercice ainsi que la valeur nette comptable des immobilisations démolies ou mises au rebut. L'évolution des autres charges d'exploitation sur l'année 2018 s'explique principalement par le renchérissement des coûts liés aux CEE.

NOTE 13 RÉSULTAT FINANCIER

(en millions d'euros)	2018	2017
Produits financiers de participations [1]	2 804	1 828
Produits des autres valeurs mobilières et créances de l'actif immobilisé [2]	607	496
Charges et produits d'intérêts et assimilés [3]	(948)	(1 325)
Reprises sur dépréciations et transferts de charges [4]	315	948
Résultat de change	**(330)**	**(172)**
■ Gains de change réalisés	1 239	2 256
■ Pertes de change réalisées	(1 569)	(2 428)
Résultat de cession des valeurs mobilières de placement	**(135)**	**(140)**
■ Produits sur cessions des valeurs mobilières de placement	7	18
■ Pertes sur cessions des valeurs mobilières de placement	(142)	(158)
Dotations financières aux amortissements et provisions [5] dont :	**(4 069)**	**(2 623)**
■ Charge d'actualisation avantages au personnel	(574)	(585)
■ Charge d'actualisation provisions nucléaires	(2 365)	(1 881)
■ Provision sur TIAP actifs dédiés [6]	(618)	(28)
RÉSULTAT FINANCIER	**(1 756)**	**(988)**

(1) La variation des dividendes reçus concerne principalement :
- *Enedis (513 millions d'euros en 2018 et 659 millions d'euros en 2017) ;*
- *C3 holding détenant EDF Investissements Groupe (116 millions d'euros en 2018 et 334 millions d'euros en 2017) ;*
- *EDF International (200 millions d'euros en 2017 sans équivalent en 2018) ;*
- *EDF Holding (société détenant EDF Trading) (581 millions d'euros en 2018 sans équivalent en 2017) ;*
- *PEI (92 millions d'euros en 2018 et 101 millions d'euros en 2017) ;*
- *EDF Immo (130 millions d'euros en 2018 et 234 millions d'euros en 2017) ;*
- *CTE (157 millions d'euros en 2018 et 60 millions d'euros en 2017) ;*
- *EDEV (926 millions d'euros en 2018 (dont 740 millions d'euros suite à la cession de Dunkerque LNG – voir note 2.1) et 123 millions d'euros en 2017) ;*
- *Dalkia (90 millions d'euros en 2018 et 13 millions d'euros en 2017).*

(2) En 2018, ce poste intègre un produit de 46 millions d'euros (64 millions d'euros en 2017) 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 456 millions d'euros.

(4) La variation s'explique principalement par une reprise de provision pour pertes de change latentes au titre des emprunts perpétuels et des emprunts long terme émis par EDF pour un montant de 524 millions d'euros comptabilisé au 31 décembre 2017 sans équivalent en 2018 (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 (484) millions d'euros.
En 2018, la charge d'actualisation sur les provisions nucléaires augmente sous l'effet d'une baisse du taux d'actualisation réel plus importante que sur la période comparée 2017 versus 2016 (2,4 % au 31 décembre 2018, 2,6 % au 31 décembre 2017 et 2,7 % au 31 décembre 2016).

(6) La variation s'explique principalement par une évolution défavorable des marchés financiers en 2018.

NOTE 14 RÉSULTAT EXCEPTIONNEL

Au 31 décembre 2018, le résultat exceptionnel représente un produit net de 939 millions d'euros dont les principaux éléments sont :

- des plus-values nettes de 846 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 65 millions d'euros.

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 débouclement de l'opération RTE ;
- 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.

NOTE 15 IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

15.1 GROUPE FISCAL

Depuis le 1er 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 2018 comprend 234 filiales dont notamment : Enedis, EDF International, EDF Renouvelables et Dalkia.

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.

La société intégrante EDF enregistre un produit d'impôt de 756 millions d'euros au titre de l'exercice 2018.

Ce produit se décompose comme suit :

- un produit de 955 millions d'euros au titre du résultat courant déficitaire 2018 ;
- une charge de 235 millions d'euros au titre du résultat exceptionnel ;
- un produit de 36 millions d'euros au titre des retraitements liés à l'intégration fiscale.

15.3 CRÉDIT IMPÔT COMPÉTITIVITÉ EMPLOI (CICE)

Les sommes perçues en 2018 au titre du CICE 2017 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)	31/12/2018	31/12/2017	Variation
1. Différences temporaires générant un actif d'impôt			
■ Provisions non déductibles (1)	(15 385)	(13 925)	(1 460)
■ Instruments financiers et écarts de conversion	(1 067)	43	(1 110)
■ Autres	(404)	(312)	(92)
TOTAL ACTIF D'IMPÔT - TAUX DE DROIT COMMUN	**(16 856)**	**(14 194)**	**(2 662)**
2. Différences temporaires générant un passif d'impôt			
■ Instruments financiers et écarts de conversion	3 758	19	3 739
■ Autres	2 149	1 926	223
TOTAL PASSIF D'IMPÔT - TAUX DE DROIT COMMUN	**5 907**	**1 945**	**3 962**
■ Plus-value en sursis d'imposition	-	-	-
■ Provisions pour dépréciation taxables au taux de 15 %	-	(8)	8
TOTAL ACTIF D'IMPÔT - TAUX RÉDUIT	**-**	**(8)**	**8**
SITUATION FISCALE DIFFÉRÉE (EN BASE)	**(10 949)**	**(12 257)**	**1 308**
Créance future d'impôt au taux de droit commun (2)	3 099	3 338	(239)
Créance future d'impôt au taux réduit	-	1	(1)

(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

(en millions d'euros)	Valeurs brutes au 31/12/2017	Augmentations	Diminutions	Valeurs brutes au 31/12/2018
Logiciels	1 586	303	57	1 832
Autres	247	22	10	259
Immobilisations incorporelles	**1 833**	**325**	**67**	**2 091**
Terrains	119	3	11	111
Constructions et agencements de terrains	10 600	346	71	10 875
Tranches de production nucléaire	56 106	3 322	1 050	58 378
Matériel et outillage industriel hors réseau	13 091	376	231	13 236
Réseau du domaine propre	1 027	26	1	1 052
Autres immobilisations corporelles	1 590	151	67	1 674
Immobilisations corporelles du domaine propre	**82 533**	**4 224**	**1 431**	**85 326**
Terrains	40	7	-	47
Constructions et agencements de terrains	10 032	139	5	10 166
Matériel et outillage industriel hors réseau	1 570	57	15	1 612
Réseau du domaine concédé	2 753	127	14	2 866
Autres immobilisations corporelles	20	-	-	20
Immobilisations corporelles du domaine concédé (1)	**14 415**	**330**	**34**	**14 711**
Immobilisations corporelles (2)	16 132	5 396	4 263	17 265
Immobilisations incorporelles (2)	707	405	336	776
Avances et acomptes versés sur commandes	3 004	69	-	3 073
Immobilisations en cours	**19 843**	**5 870**	**4 599**	**21 114**
TOTAL IMMOBILISATIONS INCORPORELLES ET CORPORELLES (3)	**118 624**	**10 749**	**6 131**	**123 242**

(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. Les immobilisations incorporelles en cours intègrent les études en cours dans le cadre du projet EPR 2 pour 281 millions d'euros.

*(3) Le montant immobilisé du projet Flamanville 3 dans les états financiers au 31 décembre 2018 de 10 552 millions d'euros * (soit 10 312 millions d'euros en immobilisations en cours et 241 millions d'euros en immobilisations mises en service) intègre, en sus du coût de construction, un stock de pièces détachées et des montants immobilisés au titre des projets connexes (notamment Visite Complète n° 1, Aménagement Zone Nord) à hauteur de 328 millions d'euros, ainsi que des frais de pré-exploitation et d'autres actifs corporels liés au projet pour 520 millions d'euros ; soit un coût cumulé en valeur historique de 9 704 millions d'euros. Le montant des amortissements au 31 décembre 2018 au titre des immobilisations mises en service, s'élève à 50 millions d'euros.*

* *Pas de capitalisation des intérêts dans les comptes sociaux.*

NOTE 17 AMORTISSEMENTS ET DÉPRÉCIATIONS DES IMMOBILISATIONS INCORPORELLES ET CORPORELLES

(en millions d'euros)	Montants cumulés au 31/12/2017	Augmentations	Diminutions	Montants cumulés au 31/12/2018
Logiciels	772	229	51	950
Autres	128	6	10	124
Immobilisations incorporelles	**900**	**235**	**61**	**1 074**
Terrains et constructions	7 142	255	59	7 338
Tranches de production nucléaire	39 414	2 303	1 338	40 379
Matériel et outillage industriel hors réseau	8 448	419	226	8 641
Réseau du domaine propre	474	28	-	502
Autres immobilisations corporelles	989	136	64	1 061
Immobilisations corporelles du domaine propre	**56 467**	**3 141**	**1 687**	**57 921**
Terrains et constructions	6 342	142	5	6 479
Matériel et outillage industriel hors réseau	1 052	29	15	1 066
Réseau du domaine concédé	1 140	73	13	1 200
Autres immobilisations corporelles	10	-	-	10
Immobilisations corporelles du domaine concédé	**8 544**	**244**	**33**	**8 755**
Immobilisations corporelles en cours	**188**	**29**	**40**	**177**
TOTAL AMORTISSEMENTS ET DÉPRÉCIATIONS	**66 099**	**3 649**	**1 821**	**67 927**

17.1 TEST DE PERTE DE VALEUR DES ACTIFS

La gestion intégrée et l'interdépendance des différents moyens de production (nucléaires, thermiques et hydrauliques) constitutifs du parc, indépendamment de leurs capacités techniques maximales, ont conduit EDF à le considérer sous la forme d'une seule et unique UGT.

Même en l'absence d'indicateur de perte de valeur, un test est réalisé du fait de la valeur très significative de cette UGT dans les états financiers, et de son exposition importante aux prix de marché, depuis la disparition des tarifs réglementés dit « jaune » et « vert » au 1er janvier 2016.

La valeur recouvrable du parc de production est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie selon la méthodologie usuelle, décrite en note 1.6, sur la durée de vie des actifs, avec un CMPC après impôt de 5,2 % au 31 décembre 2018. S'agissant des actifs nucléaires, EDF retient l'hypothèse, dans sa valorisation de base, d'une prolongation à 50 ans de la durée de vie des centrales en exploitation (à l'exception de Fessenheim), en cohérence avec sa stratégie industrielle. La capacité nucléaire reste par ailleurs plafonnée dans le test à 63,2 gigawatts conformément à la loi de transition énergétique.

Une hypothèse de rémunération de capacité stable de 10 euros du kilowatt est prise en compte sur l'horizon de long terme, en cohérence avec l'analyse des fondamentaux du système retenue dans le cadre du scénario de référence. La moyenne des enchères réalisées en 2018 s'élève à 18 euros du kilowatt.

Le test de dépréciation ainsi réalisé conduit à constater un excédent significatif entre la valeur recouvrable et la valeur comptable du parc de production, conforté par la hausse des prix de l'électricité sur l'horizon de marché et par la mise en œuvre des plans d'économies. La marge du test est un peu en retrait par rapport à celui réalisé au 31 décembre 2017, principalement du fait de scénarios de prix à long terme plus bas, et dans la mesure où sur le court terme, l'ARENH ne permet pas de capter toute la valeur en lien avec l'augmentation des prix *forwards*.

Les hypothèses structurantes du test sont en particulier la durée de vie des actifs nucléaires, le scénario de prix à long terme, ainsi que le taux d'actualisation, l'évolution des coûts et des investissements et 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. Le test réalisé au 31 décembre 2018 intègre également en sensibilité les propositions de fermetures anticipées de certaines tranches nucléaires telles qu'inscrites dans le projet de programmation pluriannuelle de l'énergie, sans modification des conclusions du test.

NOTE 18 IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES

18.1 VARIATIONS DES IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES

(en millions d'euros)	Montants cumulés au 31/12/2018	Montants cumulés au 31/12/2017
Participations [1]	59 207	58 594
Créances rattachées aux participations	51	55
Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP) [2]	20 790	17 875
Autres titres immobilisés	286	269
Créance CSPE [3]	2 060	3 294
Prêts aux filiales et autres immobilisations financières [4]	10 485	9 095
TOTAL VALEUR BRUTE DES IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES	**92 879**	**89 182**
Dépréciations des participations et créances rattachées	(307)	(204)
Dépréciations des TIAP et autres titres immobilisés	(716)	(55)
TOTAL DÉPRÉCIATIONS	**(1 023)**	**(259)**
TOTAL VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES	**91 856**	**88 923**

(1) La variation des participations correspond pour l'essentiel à :
- une valorisation complémentaire des titres Framatome pour un montant de 94 millions d'euros. Au 31 décembre 2018, les titres de participation Framatome à hauteur de 75,5 % du capital sont valorisés pour un montant de 1 988 millions d'euros, y compris frais d'acquisition.
- des prises de participation effectuées par EDF Invest (voir note 38.2.5) :
. la souscription à l'augmentation de capital d'EDF Nam Theun Holding détenant un barrage hydraulique au Laos pour un montant de 437 millions d'euros ;
. la souscription à l'augmentation de capital de C45 détenant des parcs éoliens au Royaume-Uni pour un montant de 99 millions d'euros.
(2) Les mouvements sur le portefeuille de TIAP correspondent notamment à des acquisitions et des cessions d'actifs dédiés sur la période qui génèrent des plus-values nettes de 846 millions d'euros sur l'exercice 2018 (voir note 14). Ces plus-values nettes sont réinvesties dans le portefeuille des actifs dédiés.
(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 2018 s'élèvent à 1 281 millions d'euros y compris intérêts (954 millions d'euros en 2017) (voir note 3.5), et sont conformes à l'échéancier de remboursement.
(4) L'en cours des prêts aux filiales au 31 décembre 2018 est de 10 426 millions d'euros, dont 6 404 millions d'euros pour EDF International, 1 325 millions d'euros pour Dalkia, 1 063 millions d'euros pour EDF Renouvelables, 788 millions d'euros pour PEI et 502 millions d'euros pour Enedis.

18.2 FILIALES ET PARTICIPATIONS DÉTENUES À PLUS DE 50 %

(en millions d'euros)	Valeurs brutes comptables des titres détenus	Dépréciations 31/12/2018	% du capital détenu	Capitaux propres 2017	Résultats de l'exercice 2017	Dividendes reçus en 2018	Chiffres d'affaires 2017
I. Filiales							
■ **Sociétés Holding**							
EDEV	6 891	-	100	6 431	123	926	-
EDF International	25 930	-	100	19 273	(701)	-	1
EDF Production Électrique Insulaire SAS	561	-	100	912	118	92	722
EDF Holding SAS	1 950	-	100	2 080	ns	581	-
Société C3	11 196	-	100	11 434	122	116	-
EDF Immo	1 361	-	100	1 530	137	130	-
EDF Group Support Services	ns	-	100	ns	ns	-	143
CTE	2 705	-	50,1	5 440	203	157	-
C45	99	-	-	-	-	-	-
EDF Nam Theun Holding	437	-	-	-	-	-	-
Autres	1 935	37	100	1 987	62	177	5
■ **Sociétés industrielles et commerciales**							
En France							
Centrale Électrique Rhénane de Gambsheim	3	-	50	10	-	-	5
Dalkia Investissement	200	77	100	177	24	90	ns
Dalkia France	967	-	100	541	(40)	ns	2 102
Enedis	2 700	-	100	5 077	609	513	14 083
Framatome	1 988	-	75,5	2 391	1	-	-
Edvance	12	-	80	(6)	(6)	-	10
À l'étranger							
Emosson	14	14	50	120	-	-	30
Rheinkraftwerk Iffezheim (RKI)	3	-	50	105	3	-	16
Forces Motrices du Chatelôt	ns	-	50	8	ns	ns	4
■ **Autres (GIE EIFER)**	124	121	-	-	-	-	-
TOTAL I	**59 076**	**249**				**2 782**	

ns : non significatif (inférieur à 500 000 euros).
CTE : 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	Dépréciations 31/12/2018	% du capital détenu	Capitaux propres 2017	Résultats de l'exercice 2017	Dividendes reçus en 2018
I. Filiales						
Total I Report des filiales	**59 076**	**249**				**2 782**
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	58	35	289	23	6
Total II.1	**130**	**58**				**6**
II.2 Dont la quote-part détenue par EDF est inférieure à 10 % dont :						
Autres	-	-	-	-	-	-
À l'étranger						
Forces Motrices de Mauvoisin	1	-	10	102	5	ns
Total II.2	**1**	**-**				**-**
Total II	**131**	**58**				**6**
Total brut des filiales et participations	**59 207**	**307**				**2 788**
TOTAL NET DES FILIALES ET PARTICIPATIONS	**58 900**					

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		
(en millions d'euros)	Valeur comptable brute	Valeur comptable nette	Juste valeur	Valeur comptable brute	Valeur comptable nette	Juste valeur
VALEUR DU PORTEFEUILLE DE TIAP	**17 875**	**17 825**	**19 717**	**20 790**	**20 136**	**20 830**

La valeur des TIAP regroupe, au 31 décembre 2018, pour 20 136 millions d'euros d'actifs dédiés.

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).

(en millions d'euros)	Valeur brute au 31/12/2017	Augmentation	Diminution	Valeur brute au 31/12/2018
ACTIONS PROPRES	**37**	**200**	**(184)**	**53**

Le nombre d'actions propres comptabilisées dans la rubrique « Titres immobilisés » et détenues au 31 décembre 2018 s'élève à 3 677 425 actions pour une valeur de 53 millions d'euros.

18.6 CRÉANCES DE L'ACTIF IMMOBILISÉ

	Degré d'exigibilité			Montants bruts au 31/12/2018	Montants bruts au 31/12/2017
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		
Créances rattachées à des participations	2	-	49	51	55
Créance CSPE	1 400	660	-	2 060	3 294
Prêts aux filiales et autres immobilisations financières	1 143	7 657	1 685	10 485	9 095
CRÉANCES DE L'ACTIF IMMOBILISÉ	**2 545**	**8 317**	**1 734**	**12 596**	**12 444**

NOTE 19 STOCKS ET EN-COURS

(en millions d'euros)	31/12/2018 Valeurs brutes	31/12/2018 Provisions	31/12/2018 Valeurs nettes	31/12/2017 Valeurs brutes	31/12/2017 Provisions	31/12/2017 Valeurs nettes
Combustible nucléaire	8 486	(6)	8 480	8 693	(15)	8 678
Autres matières premières	139	-	139	123	-	123
Autres approvisionnements	1 438	(183)	1 255	1 186	(179)	1 007
En-cours de production et autres stocks	33	-	33	161	-	161
TOTAL STOCKS	**10 096**	**(189)**	**9 907**	**10 163**	**(194)**	**9 969**

NOTE 20 CRÉANCES DE L'ACTIF CIRCULANT

(en millions d'euros)	Degré d'exigibilité < 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Montants bruts au 31/12/2018	Montants bruts au 31/12/2017
Avances et acomptes versés sur commandes	**350**	**93**	**247**	**690**	**786**
■ Créances clients et comptes rattachés :					
Factures établies	2 064	-	-	2 064	2 524
Factures à établir [1]	13 354	-	-	13 354	12 972
■ Autres créances d'exploitation [2]	5 474	24	178	5 676	5 749
Créances d'exploitation	**20 892**	**24**	**178**	**21 094**	**21 245**
Instruments de trésorerie [3]	**773**	**603**	**1 229**	**2 605**	**2 096**
Charges constatées d'avance	**692**	**315**	**442**	**1 449**	**1 358**
TOTAL CRÉANCES DE L'ACTIF CIRCULANT	**22 707**	**1 035**	**2 096**	**25 838**	**25 485**

(1) Elles concernent principalement les créances relatives à l'énergie livrée non facturée au titre de 2018.
(2) Elles comprennent 4 192 millions d'euros de créances sur l'État au titre des impôts et taxes et 783 millions d'euros de créance au titre de la compensation des charges de service public de l'énergie (1 140 millions d'euros en 2017). 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)	31/12/2018	31/12/2017	Variation de l'exercice
Actions propres	3	3	-
OPCVM	2 868	2 650	218
TCN court terme en euros et en devises inférieurs à 3 mois	175	-	175
TCN court terme en euros et en devises supérieurs à 3 mois	3 468	3 093	375
Obligations	7 969	7 179	790
Intérêts courus et autres valeurs mobilières de placement	2 430	1 613	817
Total valeur brute	**16 913**	**14 538**	**2 375**
Dépréciations	**(52)**	**(11)**	**(41)**
TOTAL VALEUR NETTE	**16 861**	**14 527**	**2 334**

NOTE 22 RÉCONCILIATION DE LA TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE PRÉSENTÉE DANS LE TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017	Variation
Valeurs mobilières de placement	16 913	14 538	2 375
Disponibilités	4 619	5 110	(491)
Sous-total à l'actif du bilan	**21 532**	**19 648**	**1 884**
OPCVM en euros	(2 868)	(2 650)	(218)
TCN en euros supérieurs à 3 mois	(2 202)	(2 125)	(77)
TCN en devises inférieurs à 3 mois	(175)	-	(175)
TCN en devises supérieurs à 3 mois	(1 266)	(968)	(298)
Obligations	(7 969)	(7 179)	(790)
Actions propres	(3)	(3)	-
Intérêts courus et autres valeurs mobilières de placement	(2 430)	(1 613)	(817)
Valeurs mobilières de placement incluses dans les actifs financiers du tableau de flux de trésorerie	**(16 913)**	**(14 538)**	**(2 375)**
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	(6 182)	(7 985)	1 803
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture du tableau de flux de trésorerie *	**(1 563)**	**(2 875)**	**1 312**
Élimination de l'incidence des variations de change			13
Élimination des produits financiers sur disponibilités et équivalents et autres			(52)
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET DES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE DU TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE *			**1 273**

* *Voir tableau de flux de trésorerie.*

En 2018, les positions de trésorerie de l'ensemble des filiales dans le tableau de flux de trésorerie, sont désormais classées selon l'appréciation de critères d'autonomie.

Une entité est considérée comme non autonome lorsqu'elle a une activité de holding, réalise un chiffre d'affaires majoritairement avec les entités du groupe EDF ou n'a pas la qualité d'employeur.

Sont notamment qualifiées de non autonomes, les filiales C2, C3, EDF Holding et EDF International, et d'autonomes les filiales Enedis, PEI, Sofilo et GGF.

Dans le tableau de flux de trésorerie, les positions de trésorerie des filiales autonomes, sont désormais présentées en diminution de la « Trésorerie et équivalents de trésorerie ». Les positions de trésorerie concernant les filiales dites non autonomes font quant à elles parties intégrantes des rubriques de la variation du besoin en fonds de roulement.

NOTE 23 ÉCARTS DE CONVERSION-ACTIF

Les écarts de conversion-actif présentent au 31 décembre 2018 une perte latente de change de 767 millions d'euros liée principalement aux effets de l'évolution du dollar américain et de la livre sterling (572 millions d'euros au 31 décembre 2017).

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 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**
Affectation du résultat 2017	-	41	973	(1 014)	-	-	-
Résultat 2018	-	-	-	1 591	-	-	1 591
Augmentation de capital au 19/06/2018	41	806	-	-	-	-	847
Distribution de dividendes	-	-	1	(910)	-	-	(909)
Acompte sur dividendes	-	-	(451)	-	-	-	(451)
Autres variations	-	(4)	1	-	3	(42)	(42)
SITUATION AU 31 DÉCEMBRE 2018	**1 505**	**19 494**	**6 900**	**1 591**	**166**	**6 056**	**35 712**

(1) Impact de la mise en place de la comptabilité de couverture au titre du règlement ANC 2015-05.

24.1 CAPITAL SOCIAL

Au 31 décembre 2018, le capital social s'élève à 1 505 133 838 euros, composé de 3 010 267 676 actions entièrement souscrites et libérées, d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune et détenues à 83,67 % par l'État, 15,06 % par le public (institutionnels et particuliers), 1,15 % par les salariés et anciens salariés du Groupe et 0,12 % d'actions autodétenues.

En juin 2018, le paiement en actions d'une partie du solde sur dividendes au titre de l'exercice 2017 s'est traduit par une augmentation du capital social de 41 millions d'euros et une prime d'émission de 806 millions d'euros, suite à l'émission de 82 828 872 actions nouvelles. Les formalités liées à cette opération ont été finalisées en juin 2018.

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 15 mai 2018 a voté le montant du dividende ordinaire pour l'exercice 2017 à 0,46 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 0,506 euro par action.

Compte tenu de l'acompte sur dividende de 0,15 euro par action mis en paiement en actions nouvelles ou en numéraire le 11 décembre 2017, le solde du dividende distribué 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. Le solde du dividende a été mis en paiement le 19 juin 2018.

L'État a opté pour le versement du solde du 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 du solde sur dividendes en actions au titre de l'exercice 2017 s'élève à 60 millions d'euros.

Le 6 novembre 2018, 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 2018, mis en paiement exclusivement en numéraire le 10 décembre 2018 pour un montant de 451 millions d'euros.

NOTE 25 AUTRES FONDS PROPRES

Au 31 décembre 2018, 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 5 223 millions d'euros et 3 635 millions d'euros (nette des primes de remboursement) et déduction faite du rachat réalisé le 3 octobre 2018 ainsi que des titres émis en 2018 pour 1 250 millions d'euros (voir notes 2.3 et 2.4).

Compte tenu de l'ajustement lié aux variations de change, de l'amortissement de la prime de remboursement au titre de l'exercice ainsi que des opérations énoncées précédemment, les autres fonds propres présentent un solde de 10 620 millions d'euros à fin décembre 2018.

La rémunération aux porteurs des titres subordonnés à durée indéterminée, s'élève à 551 millions d'euros au 31 décembre 2018 (551 millions d'euros au 31 décembre 2017). Cette charge est comptabilisée en « charges et produits d'intérêts et assimilés » (voir note 13).

TITRES SUBORDONNÉS À DURÉE INDÉTERMINÉE (EN MILLIONS DE DEVISES) :

Date d'émission	Montant du nominal	Devise	Option de remboursement	Taux
01/2013	338	EUR	7 ans	4,25 %
01/2013	1 250	EUR	12 ans	5,38 %
01/2013	1 250	GBP	13 ans	6,00 %
01/2013	3 000	USD	10 ans	5,25 %
01/2014	1 500	USD	10 ans	5,63 %
01/2014	662	EUR	8 ans	4,13 %
01/2014	1 000	EUR	12 ans	5,00 %
01/2014	750	GBP	15 ans	5,88 %
10/2018	1 250	EUR	6 ans	4,00 %

NOTE 26 PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
Contre-valeur des biens	108	107
Écarts de réévaluation	840	860
Amortissement de caducité	240	198
Concessions des forces hydrauliques	**1 188**	**1 165**
Contre-valeur des biens	1 746	1 695
Financement du concessionnaire non amorti	(1 073)	(1 026)
Amortissement du financement du concédant	332	319
Participations reçues sur immobilisations en cours du domaine concédé	6	6
Concessions de distribution publique (1)	**1 011**	**994**
PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS	**2 199**	**2 159**

(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

		Dotations		Reprises				
(en millions d'euros)	31/12/2017	Exploitation (1)	Financières (2)	Suite à utilisation	Provision sans objet	Financières	Autres	31/12/2018
Provisions pour pertes de change	572	-	215	-	-	(20)	-	767
Provisions pour contrats déficitaires	510	900	14	(89)	(39)	-	150	1 446
Autres provisions pour risques	302	225	-	(9)	(37)	-	(150)	331
TOTAL PROVISIONS POUR RISQUES	**1 384**	**1 125**	**229**	**(98)**	**(76)**	**(20)**	**-**	**2 544**

(1) La dotation aux provisions pour contrats déficitaires est principalement liée au contrat long terme avec Dunkerque LNG pour 737 millions d'euros (voir note 2.1).
(2) La dotation aux provisions pour pertes de change concerne principalement les emprunts perpétuels pour 178 millions d'euros. Au 31 décembre 2017, une reprise de provision pour perte de change sur les emprunts perpétuels et emprunts long terme émis pour 524 millions d'euros avait été comptabilisée (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 :

- 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.

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

		Dotations		Reprises		Autres mouvements [2]	
(en millions d'euros)	31/12/2017	Exploitation	Financières [1]	Suite à utilisation	Provision sans objet		31/12/2018
Provisions pour gestion du combustible usé	10 786	488	651	(784)	(202)	(241)	10 698
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	726	10	43	(29)	-	1	751
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	8 814	38	826	(231)	-	399	9 846
Provisions pour aval du cycle nucléaire	**20 326**	**536**	**1 520**	**(1 044)**	**(202)**	**159**	**21 295**
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	14 920	52	752	(138)	-	399	15 985
Provisions pour derniers cœurs	2 387	-	97	-	-	42	2 526
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	**17 307**	**52**	**849**	**(138)**	**-**	**441**	**18 511**
TOTAL PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	**37 633**	**588**	**2 369**	**(1 182)**	**(202)**	**600**	**39 806**

(1) L'effet d'actualisation comprend la charge de désactualisation pour 1 534 millions d'euros et les effets de la variation du taux d'actualisation réel en 2018 comptabilisés en compte de résultat pour les provisions non adossées à des actifs pour 835 millions d'euros (charges financières de désactualisation).

(2) Les autres mouvements comprennent notamment :
- le reclassement de la provision couvrant l'entreposage des déchets issus du traitement des combustibles usés en provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs pour un montant de 298 millions d'euros ;
- les effets du changement de taux d'actualisation réel au 31 décembre 2018 pour les provisions adossées à des actifs pour 718 millions d'euros.

Concernant les installations de tiers :

- EDF, la COGEMA (aujourd'hui Orano Cycle) et le Commissariat à l'Énergie Atomique (CEA) ont conclu, en décembre 2004, un accord par lequel le CEA reprenait la maîtrise d'ouvrage et le financement des opérations de mise à l'arrêt définitif, de démantèlement des installations ainsi que de reprise et de conditionnement des déchets de l'usine de retraitement UP1 de Marcoule. En contrepartie, EDF a versé au CEA une contribution financière libératoire couvrant l'intégralité de sa quote-part au coût des opérations restant à réaliser, EDF demeurant propriétaire de ses déchets ultimes et supportant uniquement leur coût de transport et de stockage ;
- EDF, AREVA et AREVA NC (aujourd'hui Orano Cycle) ont conclu, en décembre 2008 et juillet 2010, deux accords fixant les conditions juridiques et financières d'un transfert à AREVA NC des obligations contractuelles d'EDF relatives à sa contribution financière au démantèlement des installations de La Hague et aux opérations de reprise et de conditionnement des déchets. En application de ces accords, EDF a versé à AREVA NC une contribution financière libératoire couvrant l'intégralité de sa quote-part au coût des opérations restant à réaliser, EDF demeurant propriétaire de ses déchets ultimes et supportant uniquement leur coût de transport et de stockage.

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 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 (GCU) 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.

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 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.

En 2018, le Conseil d'administration a approuvé la relance de la filière de recyclage de l'uranium de retraitement (suspendue en 2013 dans l'attente de la disponibilité d'un nouveau schéma industriel), avec des premiers chargements d'assemblages prévus à l'horizon 2023, sous réserve de la réalisation des modifications techniques et de l'obtention des autorisations de l'autorité de sûreté nécessaires. Les contrats correspondants ont été signés avec les fournisseurs respectifs au 2e trimestre 2018.

La part de provision pour gestion du combustible usé afférente à l'uranium de retraitement pourra être reprise lorsque l'ensemble des conditions industrielles, réglementaires et économiques de reprise de la filière seront remplies, sachant que la réalisation de certaines conditions n'est pas du ressort d'EDF (pas de calendrier prédéfini à date).

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.

Enfin, suite à la publication de l'arrêté du 28 décembre 2018 modifiant l'arrêté du 21 mars 2017 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires, la provision couvrant l'entreposage des déchets issus du traitement des combustibles usés est reclassée en 2018 en provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs pour un montant de 298 millions d'euros.

28.2 PROVISIONS POUR REPRISE ET CONDITIONNEMENT DES DÉCHETS – PROVISIONS 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 1er 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.

Le montage des équipements d'ICEDA (installation d'entreposage intermédiaire construite sur le site de la centrale de Bugey) a été achevé depuis décembre 2018 et les essais en inactif sont en cours. Le DAMS (Dossier d'Autorisation de Mise en Service) a été complété sur le sujet de l'identification des Équipements Importants pour la Protection des Intérêts (EIP) et a été envoyé à l'ASN. L'objectif de mise en service d'ICEDA est en septembre 2019.

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'entreposage (reclassement de 298 millions d'euros en 2018 en provenance de la GCU voir note 28.1), à 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.

Les provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
Déchets TFA et FMA	1 278	1 161
Déchets FAVL	292	265
Déchets HA-MAVL	8 276	7 388
PROVISION GESTION À LONG TERME DES DÉCHETS RADIOACTIFS	**9 846**	**8 814**

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 Soulaines, 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 Soulaines (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).

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, Orano, CEA). EDF avait effectué une déclinaison raisonnable des éléments issus de ce groupe de travail et avait 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 d'EDF 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 en 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 11 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. En septembre 2018, dans la perspective du dépôt de la demande d'autorisation de création de Cigéo en 2019, un groupe d'expert a été mandaté par la DGEC pour faire un état des lieux de la gestion des bitumes selon 3 axes ; la connaissance des bitumes et de leur comportement, les procédés de neutralisation, et les dispositions liées à leur stockage.

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 ;
- 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 radioactifs).

Le plan de démantèlement préliminaire ainsi que les orientations pour le 4e réexamen périodique (« RP4 ») de Fessenheim ont été transmis à l'ASN en juillet 2018 avec un objectif de dépôt des dossiers de démantèlement et de RP4 mi-2020.

L'APC (Avant-Projet Consolidé) est en cours de finalisation : études d'approfondissement de l'APS (Avant-Projet Sommaire), dérisquage, etc.

Les variations des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires se répartissent comme suit :

		Dotations		Reprises	Autres (2)	
(en millions d'euros)	2017	Exploitation	Financières (1)	Suite à utilisation		2018
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	11 616	-	482	(17)	399	12 480
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	3 304	52	270	(121)	-	3 505
TOTAL PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES	**14 920**	**52**	**752**	**(138)**	**399**	**15 985**

(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 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 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 ont fait 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 1er 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 et en 2018, 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. Ce scénario 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.

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.

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 ont été confortés. 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.

Le dossier de stratégie, 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. En 2018, l'ASN a fait part de ses principales questions et conclusions sur le dossier de stratégie UNGG. Le démantèlement sous air de l'ensemble des réacteurs, l'intérêt d'un démonstrateur industriel, et le planning du premier réacteur démantelé « tête de série » (Chinon A2) semblent acquis. Les échanges se poursuivent en revanche sur le planning de démantèlement des 5 autres réacteurs. Le planning proposé par EDF permet de disposer d'un retour d'expérience significatif (démantèlement d'un premier réacteur) avant de démarrer les phases les plus conséquentes. Bien que reconnaissant la nécessité de prise en compte d'un retour d'expérience pour la tête de série, l'ASN n'a pas exprimé à ce stade de convergence sur le planning dans son ensemble. EDF a été auditionné le 12 février 2019 par le collège des commissaires de l'ASN afin de présenter l'ensemble des éléments soutenant le calendrier retenu par EDF. Des projets de décision de l'ASN qui seront soumis à consultation du public sont attendus pour 2019.

Compte tenu des facteurs d'incertitude associés aux opérations complexes à engager (en particulier développement de méthodes et technologies nouvelles), les provisions sont fortement sensibles au séquencement des opérations, et au planning global du programme de démantèlement des six réacteurs. Si, *in fine*, l'Entreprise était amenée à modifier les plannings des opérations (raccourcissement du séquencement), ceci serait de nature à entraîner une augmentation du niveau des provisions.

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 2018, de même qu'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

Calcul du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation est déterminé sur la base de séries longues d'emprunts obligataires de duration aussi proche que possible de la duration 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 duration 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 terme.

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 3,9 % au 31 décembre 2018, prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,5 % (respectivement 4,1 % et 1,5 % au 31 décembre 2017) soit un taux d'actualisation réel de 2,4 % au 31 décembre 2018 (2,6 % au 31 décembre 2017).

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 4,0 % (3,97 % arrondi à 4 %) au 31 décembre 2018 (4,1 % au 31 décembre 2017).

Le taux d'actualisation retenu au 31 décembre 2018 est de 3,9 %.

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.

	2018		2017	
(en millions d'euros)	Aux conditions économiques de fin d'année	Valeur actualisée	Aux conditions économiques de fin d'année	Valeur actualisée
Gestion du combustible usé	18 737	10 698	19 058	10 786
Reprise et conditionnement des déchets	1 194	751	1 203	726
Gestion à long terme des déchets radioactifs	30 970	9 846	29 396	8 814
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	**50 901**	**21 295**	**49 657**	**20 326**
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	20 755	12 480	20 563	11 616
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	6 576	3 505	6 472	3 304
Derniers cœurs	4 346	2 526	4 332	2 387
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	**31 677**	**18 511**	**31 367**	**17 307**

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 :

	Montants provisionnés en valeur actualisée	Sensibilité au taux d'actualisation			
		Sur la provision au bilan		Sur le résultat net avant impôt	
(en millions d'euros)	31/12/2018	+ 0,20 %	- 0,20 %	+ 0,20 %	- 0,20 %
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE					
■ gestion du combustible usé	10 698	(218)	237	185	(202)
■ reprise et conditionnement des déchets	751	(23)	25	14	(15)
■ gestion à long terme des déchets radioactifs	9 846	(597)	780	498	(673)
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS					
■ déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	12 480	(496)	520	7	(7)
■ déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	3 505	(138)	149	138	(149)
■ derniers cœurs	2 526	(88)	94	-	-
TOTAL	**39 806**	**(1 560)**	**1 805**	**842**	**(1 046)**

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 2018 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 :

		Dotations		Reprises		
(en millions d'euros)	31/12/2017	Exploitation [1]	Financières	Exploitation [2]	Financières [3]	31/12/2018
Avantages postérieurs à l'emploi	10 056	796	556	(837)	(267)	10 304
Avantages à long terme	999	36	18	(117)	-	936
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	**11 055**	**832**	**574**	**(954)**	**(267)**	**11 240**

(1) Dont 529 millions d'euros au titre des coûts des services rendus, 293 millions d'euros au titre de l'amortissement des pertes actuarielles et 10 millions d'euros au titre des droits non acquis.
(2) Dont (885) millions d'euros au titre des contributions employeurs et (68) 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 31/12/2017	**30 108**	**(11 366)**	**18 742**	**(49)**	**(7 638)**	**11 055**
Charge nette de l'exercice 2018	1 104	(268)	836	10	225	1 071
Variation des écarts actuariels non comptabilisés	(3 013)	305	(2 708)	-	2 708	-
Cotisations versées aux fonds	-	(30)	(30)	-	-	(30)
Prestations versées	(1 302)	446	(856)	-	-	(856)
SOLDE AU 31/12/2018	**26 897**	**(10 913)**	**15 984**	**(39)**	**(4 705)**	**11 240**

Les écarts actuariels générés sur l'exercice 2018 s'élèvent à 3 013 millions d'euros en lien avec la variation du taux d'actualisation (2 036 millions d'euros), la mise à jour de la table de mortalité (408 millions d'euros) et la mise à jour de la loi de salaire (356 millions d'euros) et (13) 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)	31/12/2018	31/12/2017
Coût des services rendus de l'exercice	529	530
Charges d'intérêts (actualisation)	574	584
Rendement escompté des actifs de couverture	(267)	(266)
Amortissement des écarts actuariels non comptabilisés - avantages postérieurs à l'emploi	241	283
Variation des écarts actuariels - avantages à long terme	(16)	42
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	**1 071**	**1 184**
dont :		
Résultat d'exploitation [1]	764	865
Résultat financier	307	318

(1) En 2018, le montant correspond principalement aux dotations d'exploitation pour 832 millions d'euros nettes des reprises au titre des écarts actuariels de (68) millions d'euros.

30.1 PROVISIONS POUR AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI

Les provisions pour avantages postérieurs à l'emploi sont détaillées comme suit :

		Dotations		Reprises		
(en millions d'euros)	31/12/2017	Exploitation	Financières	Exploitation	Financières	31/12/2018
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi	**10 056**	**796**	**556**	**(837)**	**(267)**	**10 304**
dont :						
Retraites	7 331	501	431	(648)	(257)	7 358
Charges CNIEG	449	8	9	(13)	-	453
Avantages en nature énergie	1 725	198	87	(122)	-	1 888
Indemnités de fin de carrière	(15)	40	12	(32)	(10)	(5)
Autres	567	49	17	(22)	-	611

(en millions d'euros)	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 31/12/2018	**25 961**	**(10 913)**	**(39)**	**(4 705)**	**10 304**
dont :					
Retraites	20 036	(10 402)	-	(2 277)	7 358
Charges CNIEG	431	-	-	22	453
Avantages en nature énergie	4 110	-	-	(2 222)	1 888
Indemnités de fin de carrière	550	(496)	(20)	(39)	(5)
Autres	834	(15)	(19)	(189)	611

(en millions d'euros)	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

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 :

		Dotations		Reprises	
(en millions d'euros)	31/12/2017	Exploitation	Financières	Exploitation	31/12/2018
Provisions pour autres avantages à long terme du personnel en activité	**999**	**36**	**18**	**(117)**	**936**
dont :					
Rentes accidents du travail et maladies professionnelles	854	27	16	(98)	799
Médailles du travail	125	8	2	(17)	118
Autres	20	1	-	(2)	19

30.3 ACTIFS DE COUVERTURE

Les actifs de couverture s'élèvent à 10 913 millions d'euros au 31 décembre 2018 (11 366 millions d'euros au 31 décembre 2017). Ces actifs de couverture sont principalement affectés à la couverture des droits spécifiques passés pour 10 402 millions d'euros et des indemnités de fin de carrière pour 496 millions d'euros.

Les placements se décomposent au sein des contrats de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
TOTAL ACTIFS DE COUVERTURE	**10 913**	**11 366**
Actifs de couverture - régime spécial de retraite	**10 402**	**10 845**
dont en % :		
Actions	27 %	30 %
Obligations et monétaires	73 %	70 %
Actifs de couverture - indemnités de fin de carrière	**496**	**506**
dont en % :		
Actions	27 %	32 %
Obligations et monétaires	73 %	68 %
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 2,30 % au 31 décembre 2018 (1,90 % au 31 décembre 2017) ;
- le taux d'inflation retenu est estimé à 1,50 % au 31 décembre 2018 (1,50 % au 31 décembre 2017) ;
- l'espérance de durée résiduelle moyenne d'activité retenue est de 19,75 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 2018 (2,37 % pour 2017) ;
- le taux de rendement attendu des actifs de couvertures des indemnités de fin de carrière est de 1,99 % pour 2018 (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 depuis 2017 du panel sur ces durations.

L'évolution au 31 décembre 2018 des paramètres économiques et de marchés utilisés a conduit EDF à fixer le taux d'actualisation à 2,30 % au 31 décembre 2018 (1,90 % au 31 décembre 2017).

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 et déterminé en interne. Le taux d'inflation ainsi déterminé au 31 décembre 2018 correspond à un taux moyen de 1,50 % (identique à celui retenu au 31 décembre 2017).

Les engagements reposent sur des hypothèses d'augmentations salariales différenciées par âge et collège en moyenne annuelle de 2,60 % (inflation incluse) sur la base d'une projection d'une carrière complète.

La loi de mortalité utilisée pour le calcul des engagements est corrigée des spécificités liées au régime des IEG ; elle a fait l'objet en 2018 d'une actualisation de la table générationnelle INSEE 2013-2070 en lieu et place de la table INSEE 2007-2060.

NOTE 31 PROVISIONS POUR AUTRES CHARGES

(en millions d'euros)	31/12/2017	Dotations exploitation	Reprises		Autres	31/12/2018
			Suite à utilisation	Sans objet		
Provisions pour charges relatives						
■ au personnel	69	66	(44)	(8)	-	83
■ au renouvellement des immobilisations du domaine concédé	264	10	-	-	(6)	268
■ aux autres charges	605	70	(100)	(60)		515
PROVISIONS POUR AUTRES CHARGES	**938**	**146**	**(144)**	**(68)**	**(6)**	**866**

NOTE 32 DETTES

(en millions d'euros)	Degré d'exigibilité			Montant brut au 31/12/2018	Montant brut au 31/12/2017
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		
Dettes					
Emprunts obligataires	3 319	11 930	34 819	50 068	46 552
Emprunts et dettes auprès des établissements de crédits	-	-	1 154	1 154	1 200
Autres emprunts	1 999	6	6	2 011	1 962
Dettes financières diverses					
■ avances sur consommation	1	5	20	26	27
■ autres dettes	1 385	-	-	1 385	1 700
Dettes financières (voir note 33)	**6 704**	**11 941**	**35 999**	**54 644**	**51 441**
Avances et acomptes reçus des clients (1)	**7 134**	**-**	**-**	**7 134**	**6 861**
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	7 329	84	34	7 447	7 670
Dettes fiscales et sociales (2)	8 157	-	-	8 157	8 011
Dettes sur immobilisations et comptes rattachés	2 670	-	-	2 670	2 308
Comptes créditeurs (3)	14 955	-	-	14 955	13 922
Dettes d'exploitation, d'investissements et dettes diverses	**33 111**	**84**	**34**	**33 229**	**31 911**
Instruments de trésorerie (4)	**1 805**	**620**	**1 037**	**3 462**	**4 471**
Produits constatés d'avance (5)	**580**	**907**	**1 629**	**3 116**	**3 285**
TOTAL DETTES	**49 334**	**13 552**	**38 699**	**101 585**	**97 969**

(1) Les avances et acomptes reçus comprennent principalement les paiements des clients mensualisés particuliers et professionnels pour 6 827 millions d'euros au 31 décembre 2018 (6 568 millions d'euros au 31 décembre 2017).
(2) Au 31 décembre 2018, ce poste inclut un montant de 1 521 millions d'euros au titre de la CSPE à collecter sur l'énergie livrée non facturée (1 562 millions d'euros au 31 décembre 2017).
(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 2018, 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 1 663 millions d'euros (1 711 millions d'euros en 2017). 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 31/12/2017	Nouveaux Emprunts	Remboursements	Ajustements de change réalisé et latent	Autres	Solde au 31/12/2018
Emprunts en euros	1 013	-	-	-	-	1 013
Emprunts en devises [1]	12 438	3 214	-	677	-	16 329
Euro-Medium Term Notes (EMTN) en euros [2]	20 483	1 000	(1 500)	-	-	19 983
Euro-Medium Term Notes (EMTN) en devises	12 618	-	-	125	-	12 743
Emprunts obligataires	**46 552**	**4 214**	**(1 500)**	**802**	**-**	**50 068**
Emprunts long terme en euros	1 200	-	(46)	-	-	1 154
Emprunts auprès des établissements de crédit	**1 200**	**-**	**(46)**	**-**	**-**	**1 154**
Titres de créances négociables en euros [3]	700	255	-	-	-	955
Titres de créances négociables en devises [3]	1 247	-	(329)	123	-	1 041
Emprunts contractuels à caractère financier	15	-	-	-	-	15
Autres emprunts	**1 962**	**255**	**(329)**	**123**	**-**	**2 011**
Total emprunts	**49 714**	**4 469**	**(1 875)**	**925**	**-**	**53 233**
Avances sur consommation	**27**	**-**	**-**	**-**	**(1)**	**26**
Avances diverses	80	41	(13)	-	-	108
Comptes bancaires créditeurs	433	-	-	-	(249)	184
Débits bancaires différés	39	-	-	-	(10)	29
Intérêts à payer	1 148	-	-	-	(84)	1 064
Total autres dettes financières diverses	**1 700**	**41**	**(13)**	**-**	**(343)**	**1 385**
TOTAL DETTES FINANCIÈRES	**51 441**	**4 510**	**(1 888)**	**925**	**(344)**	**54 644**

(1) Le 19 septembre 2018, EDF a levé 3,75 milliards de dollars américains sur 3 tranches d'obligations seniors (voir note 2.2).
(2) Le 25 septembre 2018, EDF a lancé une émission obligataire senior de 1 milliard d'euros (voir note 2.2).
(3) Les émissions sont nettes des remboursements.

33.1 VENTILATION DES EMPRUNTS PAR DEVISES 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			
(en millions d'euros)	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		**23 120**		**43**		**26 828**		**49 948**		**94**
CHF	550	488	2	1	(550)	(488)	-	-	-	-
GBP	7 385	8 256	27	16	(3 000)	(3 354)	4 385	4 902	149	9
HKD	2 416	269	1	1	(2 416)	(269)	-	-	-	-
JPY	137 000	1 089	4	2	(137 000)	(1 089)	-	-	-	-
NOK	1 000	101	-	-	(1 000)	(101)	-	-	-	-
USD	22 798	19 910	66	37	(24 648)	(21 527)	(1 850)[1]	(1 617)	(49)	(3)
Total II - Autres devises		**30 113**	**100**	**57**		**(26 828)**		**3 285**	**100**	**6**
TOTAL I + II		**53 233**		**100**		**-**		**53 233**		**100**

(1) Les instruments dérivés couvrent également une proportion des autres passifs en devise.

Les nominaux des instruments de couverture, 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		
(en millions d'euros)	Montants	% 31/12/2018	% 31/12/2017	Montants	Montants	% 31/12/2018	% 31/12/2017
Emprunts Long Terme et EMTN	50 573			(23 142)	27 431		
Emprunts Court Terme	1 997			-	1 997		
Dette à taux fixe	**52 570**	**99**	**99**	**(23 142)**	**29 428**	**55**	**53**
Emprunts Long Terme et EMTN	663			23 142	23 805		
Emprunts Court Terme	-			-	-		
Dette à taux variable	**663**	**1**	**1**	**23 142**	**23 805**	**45**	**47**
TOTAL	**53 233**	**100**	**100**	**-**	**53 233**	**100**	**100**

NOTE 34 ÉCARTS DE CONVERSION-PASSIF

Les écarts de conversion-passif présentent au 31 décembre 2018 un gain latent de change de 296 millions d'euros (485 millions d'euros au 31 décembre 2017) dont 140 millions d'euros concernant deux emprunts perpétuels en livres sterling et 128 millions d'euros concernant un emprunt en livres sterling intégralement couvert par des *cross currency swaps*.

AUTRES INFORMATIONS

NOTE 35 INSTRUMENTS FINANCIERS

35.1 ENGAGEMENTS HORS BILAN LIÉS 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.

	31/12/2018		31/12/2017	
(en millions d'euros)	**À recevoir Notionnel**	**À livrer Notionnel**	**À recevoir Notionnel**	**À livrer Notionnel**
1 - Opérations sur les taux d'intérêt				
***Swaps* de taux court terme**				
EUR	-	-	-	-
***Swaps* de taux long terme**				
EUR	7 140	7 140	7 184	7 184
USD	2 795	2 795	3 043	3 043
GBP	4 845	4 845	3 593	3 593
JPY	-	-	-	-
Sous-total	***14 780***	***14 780***	***13 820***	***13 820***
2 - Opérations sur le change				
Opérations à terme				
EUR	22 438	22 982	20 232	22 032
CAD	325	190	637	525
USD	15 431	16 868	13 634	12 941
GBP	7 534	5 290	6 848	4 521
CHF	517	196	857	557
HUF	1	1	11	11
ILS	153	153	180	180
PLN	259	305	1 171	1 255
JPY	294	955	102	1 680
CNY	13	13	15	15
MXN	84	84	62	61
Autres	110	110	123	123
***Swaps* de capitaux long terme**				
EUR	8 578	38 230	9 099	33 253
JPY	1 089	-	1 015	103
USD	24 284	3 995	18 515	4 385
GBP	12 001	4 358	11 337	4 126
CHF	488	444	470	427
CAD	-	-	37	37
ILS	89	89	132	132
PLN	9	5	6	3
NOK	100	-	102	-
MXN	-	11	-	11
HKD	269	-	258	-
Sous-total	***94 066***	***94 279***	***84 843***	***86 378***
3 - *Swaps* de titrisation	**194**	**194**	**264**	**264**
4 - Opérations sur valeurs mobilières	**1 136**	**1 280**	**-**	**-**
Achats et ventes d'options sur titres				
TOTAL DES ENGAGEMENTS HORS BILAN FINANCIERS	**110 176**	**110 533**	**98 927**	**100 462**
5 - *Swaps* sur matières premières				
Charbon *(en millions de tonnes)*	4	4	4	4
Produits pétroliers *(en milliers de barils)*	7 252	7 252	7 348	7 348

Les montants figurant dans le tableau ci-dessus correspondent aux valeurs nominales des contrats contre-valorisées aux cours de change du 31 décembre 2018 (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)	2018	2017
Instruments non qualifiés de couverture		
Instruments de taux [1]	114	104
Instruments de change	156	(202)
Instruments qualifiés de couverture		
Instruments de taux	647	600
Instruments de change	172	442

(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 2018 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	145	1 452
Opérations de couverture du risque de change		
■ Opérations de change à terme et *swaps* de change	(77)	(93)
■ *Cross Currency Swaps*	1	(1 040)
Opérations de couverture du risque action		
■ Options sur actions	20	20
Opérations de couverture du risque sur matières premières		
■ Charbon	-	19
■ Produits pétroliers	-	42
TOTAL	**89**	**400**

NOTE 36 AUTRES ENGAGEMENTS ET OPÉRATIONS HORS BILAN

Au 31 décembre 2018, 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 :

	Échéances					
(en millions d'euros)	**< 1 an**	**1 à 5 ans**	**5 à 10 ans**	**> 10 ans**	**31/12/2018**	**31/12/2017**
Engagements hors bilan donnés	**13 088**	**19 516**	**12 513**	**8 748**	**53 865**	**55 539**
Engagements liés aux opérations d'exploitation	**6 910**	**13 280**	**11 170**	**8 721**	**40 081**	**41 285**
■ Engagements d'achats de combustible et d'énergie	3 942	10 603	9 149	8 538	32 232	32 660
■ Autres engagements liés à l'exploitation	2 968	2 677	2 021	183	7 849	8 625
Engagements liés aux opérations d'investissement	**3 315**	**2 986**	**577**	**24**	**6 902**	**7 255**
Engagements liés aux opérations de financement	**2 863**	**3 250**	**766**	**3**	**6 882**	**6 999**
Engagements hors bilan reçus	**3 469**	**9 052**	**585**	**162**	**13 268**	**13 805**
Engagements liés aux opérations d'exploitation	**1 294**	**900**	**585**	**162**	**2 941**	**3 485**
Engagements liés aux opérations d'investissement	**21**	**10**	**-**	**-**	**31**	**36**
Engagements liés aux opérations de financement	**2 154**	**8 142**	**-**	**-**	**10 296**	**10 284**

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 2018, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

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.

	Échéances					
(en millions d'euros)	**< 1 an**	**1 à 5 ans**	**5 à 10 ans**	**> 10 ans**	**31/12/2018**	**31/12/2017**
Achats d'électricité et services associés	2 340	3 650	3 599	4 903	14 492	14 360
Achats de combustible nucléaire	1 602	6 953	5 550	3 635	17 740	18 300
ENGAGEMENTS D'ACHATS D'ÉLECTRICITÉ ET DE COMBUSTIBLE NUCLÉAIRE	**3 942**	**10 603**	**9 149**	**8 538**	**32 232**	**32 660**

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 de la filiale 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 53 TWh pour l'exercice 2018 (47 TWh pour 2017), dont 7 TWh au titre de la cogénération (6 TWh pour 2017), 26 TWh au titre de l'éolien (23 TWh pour 2017), 9 TWh au titre du photovoltaïque (9 TWh pour 2017) et 3 TWh au titre de l'hydraulique (3 TWh pour 2017).

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 2018 s'explique essentiellement par l'exécution des contrats existants.

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 baisse de ces engagements s'explique par l'extinction de garanties précédemment données au titre de contentieux fiscaux.

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 notamment par l'avancement du projet EPR de Flamanville 3.

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 2018, d'EDF Trading pour 2 060 millions d'euros, d'EDF Renouvelables pour 980 millions d'euros, d'Edison pour 929 millions d'euros, d'EDF International pour 805 millions d'euros, d'Enedis pour 800 millions d'euros et d'EDF Energy pour 750 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.

36.3 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.

Par ailleurs, EDF, dans le cadre du contrat avec le terminal méthanier de Dunkerque LNG, bénéficie d'environ 61 % des capacités de regazéification du terminal jusqu'en 2037 moyennant le paiement d'une prime annuelle d'environ 150 millions d'euros. Au titre de ce contrat, une provision pour contrat onéreux a été comptabilisée – voir note 2.1.

NOTE 37 PASSIFS ÉVENTUELS

Contrôles fiscaux

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 563 millions d'euros à fin 2018. 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 actifs 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).

Par ailleurs, EDF a obtenu une dérogation ministérielle le 31 mai 2018, lui permettant d'augmenter sous conditions la part des actifs non cotés (hors notamment les titres CTE et les actifs immobiliers) dans les actifs dédiés de 10 % à 15 %.

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 les classes d'actifs suivantes : infrastructures, l'immobilier et les fonds d'investissements investis en actions ou en dettes.

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 3.5).

Suite à la dérogation ministérielle du 31 mai 2018 reçue par EDF lui permettant d'augmenter sous conditions la part des actifs non cotés dans les actifs dédiés, le Conseil d'administration du 29 juin 2018 a validé une nouvelle allocation stratégique des actifs dédiés composée de la façon suivante :

- actifs de rendement (cible de 30 % des actifs dédiés), composés d'actifs d'infrastructures, dont les titres de CTE, et d'actifs immobiliers ;
- actifs de croissance (cible de 40 % des actifs dédiés), composés de fonds d'actions cotées et de fonds d'investissement en actions non cotées ;
- actifs de taux (cible de 30 % des actifs dédiés), composés d'obligations cotées ou de fonds d'obligations cotées, de fonds de dette non cotée, de créances et de trésorerie.

Ces cibles doivent être progressivement atteintes notamment en réinvestissant des actifs de taux en actifs de rendement et en actifs de croissance.

38.2.1 Actifs de croissance et actifs de taux

Une partie de ces placements est constituée d'obligations détenues directement par EDF. Une 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, celle-ci n'intervenant pas dans la gestion de ces fonds.

Ainsi, les fonds d'actions cotées sont composés de titres internationaux (majoritairement Amérique du Nord mais aussi Europe, Asie-Pacifique et pays émergents). Les obligations cotées et fonds d'obligations cotées sont composées d'obligations souveraines et d'obligations d'entreprises.

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 une politique d'investissement à long terme avec une répartition adaptée entre actifs de croissance et actifs de taux.

Dans le cadre de la nouvelle allocation stratégique, pour des poids minoritaires, les actifs de croissance incluent également des fonds investis dans des actions non cotées, et les actifs de taux incluent également des fonds investis en dette non cotée. Ces fonds sont gérés par EDF Invest (voir note 38.2.2).

Dans le cadre du suivi opérationnel de ses actifs, EDF suit des règles de gestion pérennes, précises et supervisées par ses organes de gouvernance (limites de ratios d'emprise, analyse de volatilité et appréciation de la qualité individuelle des gérants de fonds).

38.2.2 Actifs de rendement

Les actifs de rendement gérés par EDF Invest sont composés d'actifs liés à des investissements dans les infrastructures et l'immobilier.

Par ailleurs, EDF Invest gère également, au travers de fonds d'investissement, des actifs de croissance et des actifs de taux (voir 38.2.1).

Au total, au 31 décembre 2018, les actifs gérés par EDF Invest représentent une valeur de réalisation de 5 680 millions d'euros dont 5 356 millions d'euros d'actifs de rendement. Les actifs de rendement incluent notamment :

- 50,1 % de la participation d'EDF dans CTE, co-entreprise détenant RTE, conformément au décret n° 2016-1781 du 19 décembre 2016 modifiant le décret du 23 février 2007, pour une valeur de 2 738 millions d'euros au 31 décembre 2018 (2 705 millions d'euros au 31 décembre 2017) ;
- les participations d'EDF dans Terega, Porterbrook, Autostrade per l'Italia, Q-Park, Thyssengas, Aéroports de la Côte d'Azur, Madrileña Red de Gas (MRG), Géosel, Central Sicaf, Ecowest SCI A et B, Nam Theun Power Company et des sociétés détenant des parcs éoliens au Royaume-Uni (Bicker Fen, Glass Moor II, Green Rigg, Rusholme, Fallago Rig et Fenland).

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 2018 est la suivante :

	31/12/2018		31/12/2017	
(en millions d'euros)	**Valeur nette comptable**	**Valeur de réalisation**	**Valeur nette comptable**	**Valeur de réalisation**
Titres de participation CTE (société détenant RTE) (1)	2 705	2 738	2 705	2 705
Autres titres immobilisés de l'activité de portefeuille (2)	20 136	20 830	17 825	19 717
Autres titres immobilisés	2 156	2 385	2 063	2 314
Total actifs dédiés - immobilisations financières	**24 997**	**25 953**	**22 593**	**24 736**
Créance CSPE (3)	2 060	2 080	3 294	3 349
Total actifs dédiés avant couverture	**27 057**	**28 033**	**25 887**	**28 085**
Instruments de couverture et autres éléments (2)	(369)	(344)	-	30
TOTAL ACTIFS DÉDIÉS APRÈS COUVERTURE (4)	**26 688**	**27 689**	**25 887**	**28 115**

(1) Participation d'EDF de 50,1 % dans CTE, société détenant 100 % des titres RTE. Au 31 décembre 2018, la valeur de réalisation de CTE présentée dans ce tableau est déterminée par un évaluateur indépendant, comme les autres actifs d'EDF Invest. Au 31 décembre 2017, la valeur de réalisation s'appuyait sur le prix de transaction réalisée le 31 mars 2017.
(2) Dont 391 millions d'euros de titres acquis fin décembre 2018 pour lesquels le paiement est intervenu début janvier 2019.
(3) 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 depuis, conformément à l'échéancier. La valeur de réalisation de la créance CSPE est estimée en tenant compte du niveau actuel des taux de marché.
(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 2018 ainsi qu'au 31 décembre 2017.

La valeur nette comptable et la juste valeur comprennent les intérêts courus non échus.

38.2.4 Situation de couverture des obligations nucléaires de long terme

Le taux de couverture des provisions nucléaires au 31 décembre 2018 est de 98,3 % (108,5 % au 31 décembre 2017).

Le taux de couverture des provisions nucléaires au 31 décembre 2018 prend en compte l'arrêté du 28 décembre 2018 qui a étendu le périmètre des provisions devant faire l'objet d'une couverture par des actifs dédiés, ce qui s'est traduit par un transfert de provisions considérées précédemment comme relevant du cycle d'exploitation au sens de la réglementation, vers les provisions de long terme, à hauteur de 298 millions d'euros, soit un effet de - 1,05 % sur le taux de couverture.

Des retraits pour un montant de 403 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir en 2018 (378 millions d'euros en 2017).

À horizon de 10 ans les décaissements relatifs aux provisions seront effectués (aux conditions économiques fin de période *i.e.* en euros $_{2018}$) :

- à 14 % pour la gestion à long terme des déchets radioactifs ;
- à 11 % pour la déconstruction.

À horizon de 50 ans les décaissements relatifs aux provisions seront effectués (aux conditions économiques fin de période *i.e.* en euros $_{2018}$) :

- à 35 % pour la gestion à long terme des déchets radioactifs ;
- à 93 % pour la déconstruction.

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 :

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
Provision pour gestion du combustible usé - part non liée au cycle d'exploitation au sens de la réglementation	1 067	983
Provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs	9 846	8 814
Provision pour reprise et conditionnement des déchets	751	726
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	15 985	14 920
Provisions derniers cœurs - part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	518	467
COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	**28 167**	**25 910**

Compte tenu des modifications d'hypothèses de calcul des provisions nucléaires de long terme (hors modification réglementaire), en particulier le changement de taux d'actualisation, l'obligation au titre de 2018 de dotation aux actifs dédiés s'élève à 1 337 millions d'euros. L'autorité administrative a autorisé EDF à étaler cette dotation à hauteur de 540 millions d'euros en 2019 ainsi qu'en 2020 et 257 millions d'euros en 2021. En tenant compte de la dotation en 2019 au titre de 2018, toutes choses égales par ailleurs, le taux de couverture résultant au 31 décembre 2018 s'établirait ainsi à 100,2 %.

38.2.5 Évolutions des actifs dédiés sur l'exercice 2018

Suite à un courrier ministériel du 31 mai 2018 reçu par EDF autorisant une augmentation sous conditions de la part des actifs non cotés dans les actifs dédiés, le Conseil d'administration du 29 juin 2018 a validé une nouvelle allocation stratégique des actifs dédiés (voir note 38.2).

Au titre de 2017, l'obligation réglementaire de dotations aux actifs dédiés s'élève à 386 millions d'euros et a été réalisée courant 2018.

EDF Invest a poursuivi en 2018 la constitution de son portefeuille en infrastructures, immobilier et fonds d'investissement. Notamment, en novembre 2018, EDF Invest a clos l'acquisition d'une participation minoritaire dans 6 sociétés au Royaume-Uni (Bicker Fen, Fallago Rig, Fenland, Glass Moor II, Green Rigg, Rusholme) auprès d'EDF Renewables.

En décembre 2018, EDF Invest a acquis la participation minoritaire détenue par EDF International dans Nam Theun Power Company (NTPC), barrage hydroélectrique situé au Laos, dont une partie a été dotée aux actifs dédiés à cette date, le reste sera doté en 2019.

Ces nouvelles participations complètent les actifs d'infrastructures au sein des actifs de rendement d'EDF Invest, aux côtés notamment des participations dans CTE (société détenant les titres RTE), Terega (ex TIGF), Porterbrook, Madrileña Red de Gas, Géosel, Thyssengas, Aéroports de la Côte d'Azur, Autostrade per l'Italia et Q-Park.

NOTE 39 INFORMATIONS CONCERNANT LES ENTREPRISES ET PARTIES LIÉES

39.1 RELATIONS AVEC LES FILIALES

	Créances d'EDF [1]		Dettes d'EDF [1]			
(en millions d'euros)	Prêts	Créances d'exploitation	Dettes inscrites en compte courant financier	Dettes d'exploitation	Charges financières	Produits financiers (hors dividendes)
Sociétés						
CTE (ex C25)		313		89		0
Framatome		140		449		4
EDF Energy		128		135		2
EDF Renouvelables	1 063					10
EDF Energy UK LTD						2
EDF International	6 404					119
EDF Trading		1 195		1 143		5
Edison	70					2
Enedis	502	88		1 643		4
Dalkia France	1 325			143		34
Groupe PEI	788					18
Citelum						2
Compte courant [2]				3 213		
Convention de placement des liquidités des filiales			1 331		(10)	
Convention de trésorerie Groupe avec les filiales [3]			8 250		(5)	
Convention d'intégration fiscale				1 507		

(1) créances et dettes supérieures à 50 millions d'euros.
(2) dont Enedis 1 742 millions d'euros.
(3) dont C3 2 993 millions d'euros, EDF Trading 2 084 millions d'euros et EDF développement environnement 979 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 83,67 % du capital d'EDF au 31 décembre 2018. 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 mise en œuvre de 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 pour la compensation des charges de service public.

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 AREVA SA).

Les transactions avec Orano portent sur :

- l'amont du cycle du combustible nucléaire (approvisionnement en uranium, en services de conversion et d'enrichissement) ;
- l'aval du cycle (prestations de transport, entreposage, traitement et recyclage du combustible usé).

Sur l'amont du cycle :

Plusieurs accords importants ont été négociés entre EDF et Orano :

- approvisionnement en uranium naturel : contrats Orano Mining couvrant la période 2021-2030 ;
- fluoration : contrat sur la période 2019-2030 ;
- enrichissement de l'uranium naturel en uranium 235 : contrat 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 Orano ont signé le 29 septembre 2016 un contrat d'uranium avec Orano Mining, un contrat de conversion et un contrat d'enrichissement avec Orano Cycle.

Sur l'aval du cycle :

Les relations entre EDF et Orano Cycle relatives au transport, au traitement des combustibles usés et à leur recyclage sont précisées en note 28.

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 2003/87/CE a établi, depuis le 1er 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 2018, le volume des émissions s'élève à 7 millions de tonnes (11 millions de tonnes au 31 décembre 2017).

En 2018, EDF a restitué 11 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2017. En 2017, EDF avait restitué 8 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2016.

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 excédent un seuil sont soumis sur une période triennale 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 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 1er 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 1er janvier 2018 (voir note 3.7).

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)	2018	2017
Président-Directeur Général [1]	452 868	452 868
Administrateurs [2]	429 248	496 556

(1) Le Conseil d'administration réuni le 24 janvier 2017 a fixé à 450 000 euros bruts la rémunération fixe annuelle du Président-Directeur Général au titre de l'exercice 2017. Le Conseil d'administration réuni le 15 février 2018 a décidé de maintenir à ce montant la rémunération fixe annuelle du Président-Directeur Général au titre de l'exercice 2018.

(2) L'Assemblée générale convoquée le 18 mai 2017 a approuvé une enveloppe annuelle de jetons de présence à allouer aux administrateurs 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. L'Assemblée générale convoquée le 15 mai 2018 a maintenu à 500 000 euros le montant de l'enveloppe annuelle de jetons de présence pour l'exercice 2018 et les exercices ultérieurs, jusqu'à nouvelle décision de l'Assemblée générale.

NOTE 42 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

Il n'y a aucun événement significatif postérieur à la clôture de l'exercice.

6.4 RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES ANNUELS

Exercice clos le 31 décembre 2018

A l'Assemblée Générale 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 2018, 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 2018 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 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.

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	Réponses apportées
Au 31 décembre 2018, les provisions constituées pour couvrir les obligations relatives aux installations nucléaires dont EDF est l'exploitant en France s'élèvent à 39 806 millions d'euros, dont 21 295 millions d'euros au titre de l'aval du cycle nucléaire (gestion du combustible usé et des déchets radioactifs) et 18 511 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 27 689 millions d'euros (pour une valeur nette comptable de 26 688 millions d'euros) au 31 décembre 2018, a été déterminée sur la base de la valeur d'inventaire des placements diversifiés actions et taux, et de la valeur de réalisation d'un portefeuille d'actifs non cotés géré par la division EDF Invest.	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 20 755 millions d'euros aux conditions économiques de fin de période, pour une provision de 12 480 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

Point clé de l'audit	Réponses apportées
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 données et 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 28.5.2).

6.

Vérifications spécifiques

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, aux vérifications spécifiques prévues par les textes légaux et réglementaires.

Informations données dans le rapport de gestion et dans les autres documents sur la situation financière et les comptes annuels adressés aux Actionnaires

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 sur la situation financière et les comptes annuels adressés aux Actionnaires.

Nous attestons de la sincérité et de la concordance avec les comptes annuels des informations relatives aux délais de paiement mentionnées à l'article D. 441-4 du code de commerce.

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.

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 S.A. et par la décision du Conseil d'administration du 25 avril 2002 pour Deloitte & Associés.

Au 31 décembre 2018, KPMG S.A. était dans la 14ème année de sa mission sans interruption et Deloitte & Associés dans la 17ème année sans interruption, dont pour les deux, 14 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 au Comité d'audit un rapport 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, le 14 février 2019

Les commissaires aux comptes

KPMG S.A.		**Deloitte & Associés**	
Jay Nirsimloo	Michel Piette	Damien Leurent	Christophe Patrier

6.5 TABLEAU DES RÉSULTATS DES CINQ DERNIERS EXERCICES

(extraits des comptes sociaux d'EDF) :

	2018	2017	2016	2015	2014
Capital en fin d'exercice					
Capital social *(en millions d'euros)*	1 505	1 464	1 055	960	930
Dotations en capital *(en millions d'euros)*					
Nombre d'actions ordinaires existantes	3 010 267 676	2 927 438 804	2 109 136 683	1 920 139 027	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	44 874	42 371	40 857	41 553	41 717
Résultat avant impôts, participation des salariés et dotations aux amortissements et provisions	7 925	5 091	9 495	7 224	8 252
Impôts sur les bénéfices	(756)[2]	(687)[2]	680	(63)[2]	577
Participation des salariés due au titre de l'exercice					
Résultat après impôts, participation des salariés et dotations aux amortissements et provisions	1 591	1 924	5 517	271	1 649
Résultat distribué		1 341[1]	2 105 [1]	2 079 [1]	2 327 [1]
Acompte sur résultat distribué	451	433	1 006	1 059	1 059
Résultats par action *(en euro/action)*					
Résultat après impôts, participation des salariés mais avant dotations aux amortissements et provisions	2,88	1,97	4,18	3,79	4,13
Résultat après impôts, participation des salariés et dotations aux amortissements et provisions	0,53	0,66	2,62	0,14	0,89
Dividende attribué à chaque action		0,46[1] [6]	0,90 [1] [5]	1,10 [1] [4]	1,25 [1] [3]
Acompte dividende attribué à chaque action	0,15	0,15	0,50	0,57	0,57
Personnel					
Effectif moyen des salariés employés pendant l'exercice	64 927	66 577	69 494	70 769	70 153
*Montant de la masse s*alariale de l'exercice *(en millions d'euros)*	3 711	3 831	4 001	3 964	3 905
Montant des sommes versées au titre des avantages sociaux de l'exercice (Sécurité Sociale, œuvres sociales, etc.) *(en millions d'euros)*	2 854	2 923	2 873	2 848	2 699

(1) Y compris acompte versé.
(2) Montant correspondant à un produit d'impôt.
(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) Soit 0,506 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
2015	1 920 139 027	1,10 [2]	2 079 072 045,71 [3]	30 juin 2016
2016	2 741 877 687 [6]	0,90 [4]	2 105 349 378,42 [5]	30 juin 2017
2017	2 927 438 804	0,46 [7]	1 341 187 189,41 [8]	19 juin 2018

(1) Déduction faite des actions autodétenues.
(2) Soit un montant de 1,21 euro pour les actions bénéficiant du dividende majoré.
(3) Dont 1 058 682 286,08 euros versés le 18 décembre 2015 à titre d'acompte sur le dividende 2015.
(4) Soit un montant de 0,99 euro pour les actions bénéficiant du dividende majoré.
(5) 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.
(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 0,506 euros pour les actions bénéficiant du dividende majoré.
(8) Dont 432 632 648,85 euros versés le 11 décembre 2017 à titre d'acompte sur le dividende 2017 composé de 398 440 228,20 euros versés en actions nouvelles, 33 746 467,50 euros versés en numéraire et 445 953,15 euros de soulte. Le solde du dividende 2017, d'un montant de 908 554 540,56 versé le 19 juin 2018, est composé de 847 339 360,56 euros versés en actions nouvelles, 60 331 512,63 euros versés en numéraire et 883 667,37 euros de soulte.

Le 6 novembre 2018, le Conseil d'administration d'EDF a décidé la mise en distribution en numéraire d'un acompte sur dividende au titre de l'exercice 2018 de 0,15 euro par action.

L'acompte sur dividende au titre de l'exercice 2018 s'élève à 451 000 397,55 euros et a été mis en paiement le 10 décembre 2018.

Le Conseil d'administration, lors de sa réunion du 14 février 2019, a décidé de proposer à l'Assemblée générale des actionnaires, qui sera convoquée pour approuver les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2018 et qui se tiendra le 16 mai 2019, le versement d'un dividende de 0,31 euro par action (hors dividende majoré) au titre de l'exercice 2018. Compte tenu de l'acompte de 0,15 euro par action mis en paiement le 10 décembre 2018, le solde du dividende à distribuer au titre de l'exercice 2018 s'élève à 0,16 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende ordinaire et à 0,191 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 24 mai et le 10 juin 2019 inclus. Pour les actionnaires n'ayant pas exercé leur option au plus tard le 10 juin 2019, 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 2018.

La date de mise en paiement du dividende, sous réserve de l'accord de l'Assemblée générale, sera le 18 juin 2019, la date de détachement étant alors fixée au 22 mai 2019.

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.

6.7 CHANGEMENT SIGNIFICATIF DE LA SITUATION FINANCIÈRE OU COMMERCIALE

Les événements significatifs intervenus entre la date de clôture de l'exercice 2018 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 2018 pour les événements intervenus avant le 14 février 2019, date d'arrêté des comptes par le Conseil d'administration et, pour les événements postérieurs au 14 février 2019, 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 Renouvelables (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 milliards 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 2018.

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 Renouvelables ;
- 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 Renouvelables, d'une part, et aux investissements hydroélectriques, d'autre part, par la Direction financière d'EDF Renouvelables et la Direction financière d'EDF Hydro 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 Renouvelables, 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 Renouvelables et d'EDF Hydro désignent les Projets Eligibles 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, 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 Renouvelables et d'EDF Hydro 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 2018, sur les 1 750 millions d'euros levés en octobre 2016 dans le cadre du troisième *Green Bond* émis par EDF, 1 188 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 milliards 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 juin 2018, 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 : 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 2018 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
Green Bond n° 1 – novembre 2013	1,4 Md€	1,4 Md€		13 (1)	59 %
Green Bond n° 2 – octobre 2015	1,25 Md$	1,25 Md$		7 (1,2)	58 %
Green Bond n° 3 – octobre 2016	1,75 Md€	1 188 M€	*dont EDF Renouvelables : 764 M€*	*6* (2)	*65 %*
			dont EDF Hydro : 424 M€	*411 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 Renouvelables pour un financement au 31 décembre 2018 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
Heartland	Biométhane, 20 MW	États-Unis (Colorado)	En service	GB1
Hereford	Éolien terrestre, 200 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB1
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
Pilot Hill	Éolien terrestre, 175 MW	États-Unis (Illinois)	En service	GB1
Rivière du Moulin	Éolien terrestre, 350 MW	Canada (Québec)	En service	GB1
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
Roosevelt	Éolien terrestre, 250 MW	États-Unis (Nouveau-Mexique)	En service	GB1 et GB2
Great Western	Éolien terrestre, 225 MW	États-Unis (Oklahoma)	En service	GB2
Kelly Creek	Éolien terrestre, 184 MW	États-Unis (Illinois)	En service	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
Tyler Bluff	Éolien terrestre, 126 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB2
Red Pine	Éolien terrestre, 200 MW	États-Unis (Minnesota)	En service	GB2 et GB3
Bluemex Power 1	Solaire PV, 120 MWp	Mexique (Sonora)	En service	GB3
Copenhagen Wind Farm	Éolien terrestre, 80 MW	États-Unis (New-York)	En service	GB3
Nicolas Riou	Éolien terrestre, 112 MW	Canada (Québec)	En service	GB3
Rock Falls	Éolien terrestre, 154 MW	États-Unis (Oklahoma)	En service	GB3
Stoneray Power Partners	Éolien terrestre, 100 MW	États-Unis (Minnesota)	En service	GB3

Les Projets Éligibles sélectionnés par EDF Hydro pour un financement au 31 décembre 2018 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 (2011-2018) concernée *(TWh)*	Productible additionnel *(TWh)*	Montant *(M€)*
1. Rénovation et maintenance lourde	184	9,6	20,6	-	177
2. Modernisation et automatisation	215	15,9	31,7	-	58
3. Développement d'ouvrages existants	12	1,2	2,4	0,3	190
TOTAL (HORS DOUBLONS)	**411**	**17,1**	**34,0**	**0,3**	**424**

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 65 % pour le *Green Bond* n° 1, 46 % pour le *Green Bond* n° 2 et 98 % 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 Renouvelables ou rénovée, modernisée ou développée dans le cadre des investissements hydroélectriques ;
- la production d'électricité supplémentaire attendue de chaque projet ; et
- les émissions de CO_2 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 2018 *(en MW)*		Production attendue *(en TWh/an)*		Émissions de CO_2 évitées attendues *(en Mt/an)*	
		Brute (1)	**Nette** (2)	**Brute** (1)	**Nette** (2)	**Brutes** (1)	**Nettes** (2)
Green Bond n° 1 – novembre 2013		1 755	976	7,0	4,1	2,94	1,64
Green Bond n° 2 – octobre 2015		1 306	832	5,4	3,3	3,46	1,97
Green Bond n° 3 – octobre 2016	EDF Renouvelables	878	574	3,3	2,1	1,40	0,85
	EDF Hydro	17 064	17 064	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 CO_2 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* (2016) pour les grands réseaux électriques aux États-Unis, *Statistics Canada* (2016) pour les réseaux et provinces du Canada, et l'Agence internationale de l'énergie (2016) 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 5e 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 CO_2 évitées et (ii) que la production attendue et, par conséquent, les émissions de CO_2 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 2018, 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 2018, des fonds levés dans le cadre des émissions obligataires "Green Bond" (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 en novembre 2013, octobre 2015 octobre 2016 et janvier 2017*", 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 2018 (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 milliards 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 milliards 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 2018, d'un montant de 1,75 milliards d'euros ;
- au titre de l'Emission GB 2017, soit du 26 janvier 2017 au 31 décembre 2018, 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 2018.

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 2018 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 CO_2 évitées par les Projets Eligibles financés au 31 décembre 2018 à la méthodologie décrite dans la section "Impact des Projets Eligibles" 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 CO_2 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 2018. 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 14 février 2019.

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 14 février 2019.

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 2018 ;

(1) International Capital Market Association - Green Bond Principles, 2015 – Voluntary Process Guidelines for Issuing Green Bonds, March 27, 2015

Pour l'estimation des émissions de CO_2 évitées :

- procéder à une revue critique de la méthodologie utilisée pour déterminer l'estimation des émissions de CO_2 évitées ;
- vérifier la conformité dans tous leurs aspects significatifs des modalités appliquées pour déterminer l'estimation des émissions de CO_2 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 CO_2 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 2018 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 CO_2 évitées par les Projets Eligibles financés au 31 décembre 2018 par rapport à la méthodologie décrite dans la section "Impact des Projets Eligibles" 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.

Paris La Défense, le 15 mars 2019

L'un des Commissaires aux Comptes

Deloitte & Associés

Christophe Patrier
Associé

(1) International Capital Market Association - Green Bond Principles, 2015 – Voluntary Process Guidelines for Issuing Green Bonds, March 27, 2015

6. ÉTATS FINANCIERS



7. INFORMATIONS GÉNÉRALES CONCERNANT LA SOCIÉTÉ ET SON CAPITAL

7.1 INFORMATIONS GÉNÉRALES CONCERNANT LA SOCIÉTÉ 502

7.1.1 Dénomination sociale, adresse et numéro de téléphone du siège social 502
7.1.2 Registre du commerce et des sociétés, Code APE 502
7.1.3 Date de constitution et durée de la Société 502
7.1.4 Forme juridique et législation applicable 502

7.2 ACTES CONSTITUTIFS ET STATUTS 502

7.2.1 Objet social 502
7.2.2 Exercice social 502
7.2.3 Répartition statutaire des bénéfices 502
7.2.4 Droits attachés aux actions 503
7.2.5 Cession et transmission des actions 503
7.2.6 Modification des statuts, du capital et des droits de vote 503
7.2.7 Composition et fonctionnement du Conseil d'administration 503
7.2.8 Assemblées générales 503
7.2.9 Dispositifs statutaires ou légaux ayant pour effet de retarder une prise de contrôle de la Société 504
7.2.10 Franchissements de seuils 504

7.3 INFORMATIONS RELATIVES AU CAPITAL ET À L'ACTIONNARIAT 505

7.3.1 Montant et évolution du capital social 505
7.3.2 Autodétention et programme de rachat d'actions 506
7.3.3 Capital autorisé mais non émis 507
7.3.4 Autres titres donnant accès au capital 508
7.3.5 Titres non représentatifs du capital 508
7.3.6 Information sur le capital de tout membre du groupe faisant l'objet d'un accord conditionnel ou inconditionnel 508
7.3.7 Nantissement des titres de la Société 508
7.3.8 Répartition du capital et des droits de vote 509
7.3.9 Accords dont la mise en œuvre pourrait entraîner un changement de contrôle 510

7.4 MARCHÉ DES TITRES DE LA SOCIÉTÉ 511

7.5 OPÉRATIONS AVEC DES APPARENTÉS 512

7.5.1 Relations avec l'État 512
7.5.2 Relations avec Engie (ex-GDF Suez) 512
7.5.3 Relations avec les entreprises du secteur public 512
7.5.4 Conventions avec Framatome 512
7.5.5 Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés 513

7.6 CONTRATS IMPORTANTS 515

7.6.1 Contrats importants conclus en 2018 515
7.6.2 Contrats importants conclus en 2017 515
7.6.3 Contrats importants conclus en 2016 515

7.1 INFORMATIONS GÉNÉRALES CONCERNANT LA SOCIÉTÉ

7.1.1 DÉNOMINATION SOCIALE, ADRESSE ET NUMÉRO DE TÉLÉPHONE 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 8e, 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. 2 224-31 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 1er 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 soulte 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, à 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 CESSION 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 mise 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 « 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 223-14 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	**3 010 267 676**
Valeur nominale	0,50 euro par action
Nature des actions émises	actions ordinaires
Montant du capital social	1 505 133 838 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 Renouvelables »). 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 47 942 646 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 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.

Le 29 juin 2018, le capital a été augmenté pour être porté à la somme de 1 505 133 838 euros, divisé en 3 010 267 676 actions ordinaires. Cette augmentation de capital fait suite à la décision de l'Assemblée générale d'EDF du 15 mai 2018 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 2017.

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.

7.3.2 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 15 mai 2018.

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 15 mai 2018)

L'Assemblée générale du 15 mai 2018, 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 douzième 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 18 mai 2017.

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 15 mai 2018, elle prendra donc fin le 15 novembre 2019 sauf adoption par l'Assemblée générale du 16 mai 2019 du nouveau programme présenté au paragraphe 7.3.2.3 « Descriptif du programme soumis pour autorisation à l'Assemblée générale du 16 mai 2019 » ci-dessous.

7.3.2.2 Synthèse des opérations réalisées par la Société sur ses propres titres au cours de l'exercice 2018

Nombre d'actions autodétenues au 31 décembre 2018	**3 728 019**
Pourcentage de capital autodétenu au 31 décembre 2018	0,1238 %
Valeur comptable du portefeuille au 31 décembre 2018 [(1)] *(en euros)*	56 113 595,00
Valeur de marché du portefeuille au 31 décembre 2018 [(2)] *(en euros)*	51 446 662,20
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 2018, soit 13,80 euros.

Contrat de liquidité

EDF a confié à Oddo BHF, 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 2018, EDF a payé les commissions suivantes au titre des contrats de liquidité : 80 000 euros à Oddo BHF.

Nombre d'actions achetées et vendues au cours de l'exercice 2018

Au cours de l'exercice 2018, EDF a, dans le cadre du contrat de liquidité, acquis 15 901 287 de ses propres actions et cédé 15 603 284 actions. Le cours moyen d'achat des actions a été de 12,59 euros et le cours moyen de vente a été de 12,65 euros.

Affectation du portefeuille au 31 décembre 2018

Au 31 décembre 2018, la Société détenait un total de 3 728 019 de ses propres actions, se décomposant en 3 677 425 actions détenues dans le cadre du contrat de liquidité (représentant 0,1222 % 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 1er janvier 2019 et le 28 février 2019, la Société a acquis 1 852 803 de ses propres actions pour une valeur unitaire moyenne de 13.8963 euros, et cédé 1 470 088 actions pour une valeur unitaire moyenne de 14.03964 euros.

(1) Sous réserve d'ajustement par le Conseil d'administration en cas d'incorporation de primes, de réserves ou de bénéfices donnant lieu soià 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 ÉMIS

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 15 mai 2018 au Conseil d'administration, et leur utilisation au 31 décembre 2018 :

État des autorisations adoptées par l'Assemblée générale mixte du 15 mai 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)*	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 de capital toutes valeurs mobilières confondues	26 mois 15 juillet 2020	365 (1)	néant
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 15 juillet 2020	290 (1)	néant
Délégation de compétence au Conseil pour procéder à des offres par placement privé (2) avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires		290 (1)	
Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues	26 mois 15 juillet 2020	et 20 % du capital social par an	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 15 juillet 2020	10 % du capital par période de 12 mois	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		15 % du montant de l'émission	
Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues	26 mois 15 juillet 2020	initiale (1)	néant
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital par incorporation de réserves, bénéfices, primes ou autres	26 mois 15 juillet 2020	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 15 juillet 2020	145 (1)	néant
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)	néant
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital au profit des adhérents de plans d'épargne			
Émissions réservées au personnel	26 mois 15 juillet 2020	15	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 15 novembre 2019	10	néant
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	néant

(1) Le plafond nominal global d'augmentation du capital social de 365 millions d'euros prévu par la 13e 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 Samouraï ») :

- 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 Samouraï.

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.

Le 19 septembre 2018, EDF a levé avec succès 3,75 milliards de dollars américains sur 3 tranches d'obligations senior :

- obligation de 1,8 milliard de dollars, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 4,500 % ;
- obligation de 650 millions de dollars, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 4,875 % ;
- obligation de 1,3 milliard de dollars, d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 5,000 %.

Par ailleurs, le 25 septembre 2018, EDF a lancé avec succès une émission obligataire senior de 1 milliard d'euros, d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 2 %.

Le 25 septembre 2018, EDF a lancé une émission d'obligations super-subordonnées d'un montant de 1,25 milliard d'euros, avec un coupon de 4 % et une option de remboursement pouvant être exercée au gré d'EDF, en premier lieu, entre le 4 juillet 2024 (inclus) et le 4 octobre 2024 (inclus). Il a également lancé une offre contractuelle de rachat en numéraire ayant visé quatre souches d'obligations hybrides existantes pour un montant de 1,25 milliard d'euros. Le montant global de titres hybrides d'EDF demeure inchangé à l'issue de ces opérations d'émissions/rachats.

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 2018.

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 46 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018.

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'acquérir 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.

(1) Selon le taux de change au 20 janvier 2017.

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 31/12/2018			Situation au 31/12/2017			Situation au 31/12/2016		
	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*	2 518 498 450	83,67	83,77	2 444 361 086	83,50	83,60	1 805 952 345	85,62	85,73
Institutionnels et particuliers	453 361 661	15,06	15,08	444 381 189	15,18	15,20	267 417 384	12,68	12,70
Actionnariat salarié	34 679 546 (2)	1,15	1,15	35 266 513(3)	1,20	1,20	33 097 739 (4)	1,57	1,57
Actions autodétenues	3 728 019	0,12	–	3 430 016	0,12	–	2 669 215	0,13	–
TOTAL	**3 010 267 676**	**100,00**	**100,00**	**2 927 438 804**	**100,00**	**100,00**	**2 109 136 683**	**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 30 453 101 actions (représentant 1,01 % 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 du FCPE « Actions EDF » du plan d'épargne groupe EDF). Ce nombre comprend d'autre part près de 4,3 millions d'actions, représentant 0,14 % 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 30 856 184 actions (représentant 1,05 % 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 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.

(4) Ce nombre comprend d'une part 28 771 251 actions (représentant 1,36 % 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 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.

* *La participation de l'Etat au capital social d'EDF inclut la dotation de 389 349 361 actions EDF de l'EPIC BpiFrance depuis janvier 2018.*

Suite à la dotation par l'Etat de 389 349 361 actions EDF à l'EPIC Bpifrance, le 29 janvier 2018, le concert entre l'EPIC Bpifrance et l'État 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. L'Etat et BpiFrance agissent de concert et doivent se concerter avant chaque Assemblée générale d'EDF. L'EPIC Bpifrance s'est engagé à ne pas transférer, ni remettre en garantie les actions EDF ou à autrement en disposer.

À la connaissance de la Société, aucun autre actionnaire que l'État français et Bpifrance ne détient 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 2018, 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 2018 et au 31 décembre 2017 :

	Au 31 décembre 2018		Au 31 décembre 2017	
	Nombre d'actions détenues	% du capital	Nombre d'actions détenues	% du capital
État*	2 518 498 450	83,67	2 444 361 086	83,50
Institutionnels Europe hors France	124 602 395	4,14	111 751 510	3,81
Institutionnels reste du monde	201 203 349	6,68	174 348 008	5,96
Institutionnels France	68 798 317	2,29	83 945 491	2,87
Actionnaires individuels	58 752 599	1,95	74 336 180	2,54
Actionnariat salarié	34 679 546	1,15	35 266 513	1,20
Autodétention	3 728 019	0,12	3 430 016	0,12
TOTAL	**3 010 267 676**	**100,00**	**2 927 438 804**	**100,00**

À la suite de l'attribution de droits de vote double attachés aux 1 805 952 345 actions détenues au nominatif par l'État depuis deux ans au moins, l'État a indiqué détenir 2 129 149 089 actions et 3 935 101 434 droits de vote d'EDF au 18 février 2019 (soit 70,73 % du capital et 80,84 % des droits de vote d'EDF).(1)

L'État s'est engagé à opter pour un paiement en actions au titre du solde du dividende 2018 et des années 2019 et 2020.

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'État ne peut détenir moins de 70 % du capital d'EDF.

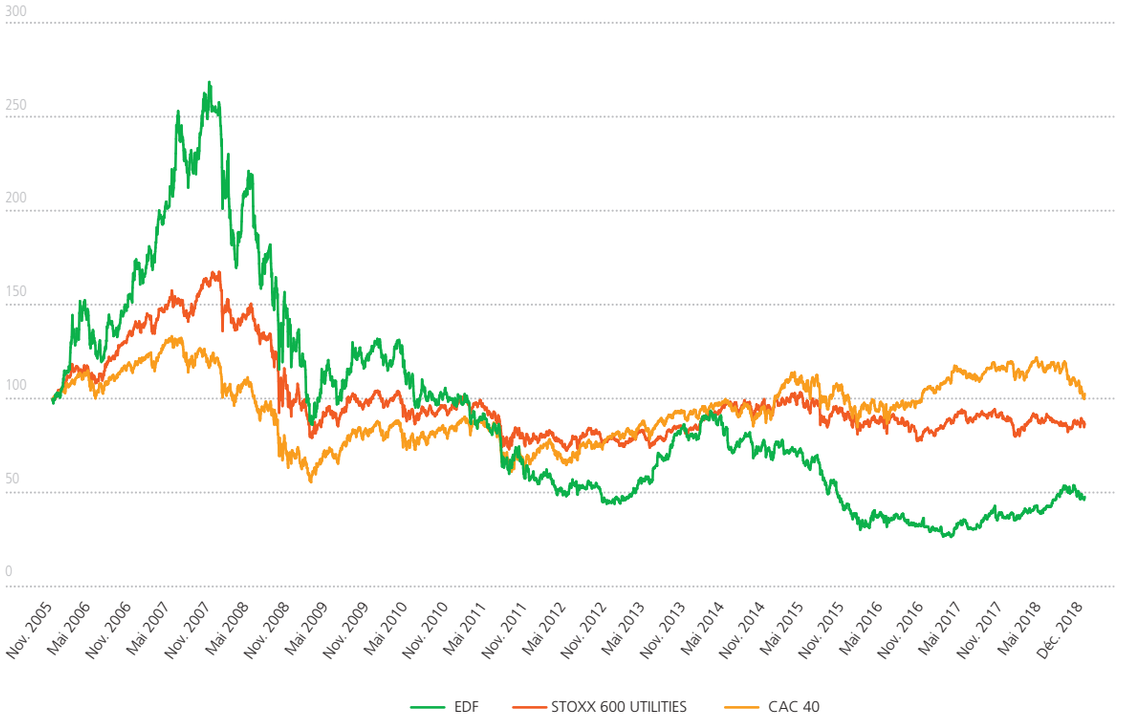
* *La participation de l'Etat au capital social d'EDF inclut la dotation de 389 349 361 actions EDF de l'EPIC BpiFrance depuis janvier 2018.*

(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 décembre 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 2018 jusqu'au 31 janvier 2019 sur le marché NYSE Euronext Paris :

	Transactions		**Cours de clôture** *(en euros)*	
	(en nombre de titres)	*(en euros (1))*	Plus haut	Plus bas
2019				
Janvier 2019	43 514 111	607 602 873	14,430	13,570
2018				
Décembre 2018	47 501 785	656 173 898	14,580	13,320
Novembre 2018	58 212 531	855 348 002	15,645	13,860
Octobre 2018	59 865 310	892 028 444	15,530	14,315
Septembre 2018	59 804 549	883 291 825	15,595	13,795
Août 2018	47 711 294	644 206 097	14,210	12,735
Juillet 2018	41 948 877	515 152 853	12,800	11,805
Juin 2018	56 942 506	656 312 024	11,920	11,100
Mai 2018	57 374 599	684 865 238	12,425	11,400
Avril 2018	49 927 549	574 673 986	11,960	11,180
Mars 2018	61 529 353	682 883 438	11,920	10,285
Février 2018	72 424 358	758 648 492	11,085	10,040
Janvier 2018	56 290 039	610 527 031	11,245	10,335

(1) Les transactions en 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 2018

Au cours de l'année 2018, l'action EDF a clôturé en hausse de 32,44 %, le CAC 40 a clôturé en baisse de 10,95 %, tandis que l'indice sectoriel Euro Stoxx Utility (SX6P) a clôturé en baisse de 2,08 %.

Au 31 décembre 2018, le cours de clôture de l'action EDF était de 13,80 euros (10,42 euros au 29 décembre 2017). Son cours de clôture le plus haut au cours de l'année 2018 a été de 15,64 euros le 8 novembre 2018, et son cours de clôture le plus bas de 10,04 euros le 9 février 2018.

La capitalisation boursière d'EDF au 31 décembre 2018 s'élevait à 41,54 milliards d'euros (contre 30,50 milliards d'euros au 29 décembre 2017).

ANNÉE 2019

Depuis le début de l'année 2019, et jusqu'au 31 janvier 2019 inclus, l'action EDF a monté de 4,57 %, le CAC 40 a monté de 5,54 % et l'indice sectoriel Euro Stoxx Utility (SX6P) a baissé de 7,48 %.

Au 31 janvier 2019, le cours de clôture de l'action EDF était de 14,430 euros. Son cours de clôture le plus bas au cours de l'année 2019 jusqu'au 31 janvier 2019 inclus a été de 13,570 euros le 8 janvier 2019, et son cours de clôture le plus haut de 14,430 euros le 31 janvier 2019.

La capitalisation boursière d'EDF au 31 janvier 2019 atteignait 43,44 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 2018 figure dans les notes 23 et 48 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018.

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 7.5.5 « Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés » du présent document de référence.

7.5.1 RELATIONS AVEC L'ÉTAT

Au 31 décembre 2018, l'État détenait 83,67 % du capital social et 83,77 % 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 2018.

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 »). En mars 2018, Enedis et GRDF ont décidé la création de deux entités mixtes : l'UONRH-MS regroupant les activités de contrat de travail, études et médico-social et l'OIT, l'opérateur Informatique & télécom regroupant toutes les activités de téléphonie et de bureautique. La mise en place de ces deux entités mixtes prend effet au 01/01/2019.

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 Orano. Les transactions avec Orano portent sur l'amont du cycle du combustible nucléaire et l'aval du cycle. 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 »), 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 2018.

7.5.4 CONVENTIONS AVEC FRAMATOME

Le rapport spécial des commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés du 9 mars 2018 mentionnait les contrats suivants antérieurement approuvés par l'Assemblée Générale d'EDF et dont l'exécution se poursuit :

- contrat relatif à la fourniture de la chaudière nucléaire de l'EPR de Flamanville 3 (autorisée par le Conseil d'administration d'EDF le 23 janvier 2007) ;
- contrat relatif à la maintenance et à l'entretien des chaudières à réaliser dans le cadre des troisièmes visites décennales des centrales des réacteurs nucléaires du palier 900 MW en France (autorisée par le Conseil d'administration d'EDF le 14 juin 2007).

A l'occasion de la revue des conventions conclues antérieurement à 2018, le Conseil d'administration réuni le 14 février 2019 a constaté que ces conventions pouvaient être considérées comme des transactions commerciales courantes dans le cadre de l'activité d'EDF et Framatome et qu'elles ont été conclues à des conditions normales. A ce titre, elles n'entrent pas dans le champ des conventions réglementées tel que prévu par le Code de commerce et ont été déclassées.

7.5.5 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 2018

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 et conclus au cours de l'exercice écoulé

Nous vous informons qu'il ne nous a été donné avis d'aucune convention ni d'aucun engagement autorisé et conclu au cours de l'exercice écoulé, à soumettre à l'approbation de l'Assemblée générale en application des dispositions de l'article L. 225-38 du Code de commerce.

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

1. 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 et d'AREVA SA, et Monsieur Maurice Gourdault-Montagne, administrateur d'EDF et d'AREVA SA.

Votre Conseil d'administration a préalablement autorisé la conclusion de ces contrats successivement lors de ses séances des 23 juin 2017 et 14 décembre 2017, qui ont été approuvés par l'Assemblée générale mixte du 15 mai 2018 statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2017.

a. Contrat entre EDF, AREVA SA et AREVA NP pour l'acquisition de 75,5% du capital de Framatome

Nature, objet et modalités : Faisant suite au protocole d'accord signé le 28 juillet 2016, votre 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 SA 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 nucléaires et d'équipements, d'assemblages de combustibles nucléaires et de services à la base installée du Groupe.

Le contrat d'acquisition final portant sur 75,5% du capital de Framatome, a été autorisé par votre Conseil d'administration du 14 décembre 2017 et signé le 22 décembre 2017 ; l'acquisition a été réalisée le 31 décembre 2017, pour un montant de 1.868 millions d'euros hors frais d'acquisition.

Ce contrat n'a pas eu d'effet financier au cours de l'exercice 2018, les négociations étant toujours en cours entre les parties sur (i) la fixation des compléments de prix, dont certains liés à des objectifs de performance mesurés postérieurement à la date de réalisation et dont la valorisation définitive, d'un montant maximum de 245 millions d'euros, devrait être connue courant 2019 et (ii) sur l'évaluation de certains éléments de garanties de passif accordées par Areva NP et exercés par EDF.

b. Signature par EDF du contrat relatif à l'acquisition de 19,5% des titres Framatome par Mitsubishi Heavy Industries (MHI)

Nature, objet et modalités : 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 a permis à MHI d'acquérir 19,5% de Framatome auprès d'AREVA SA et d'AREVA NP, dans des conditions financières similaires à celles prévues par EDF.

Ce contrat n'a pas eu d'effet financier au cours de l'exercice 2018, les négociations menées par EDF pour le compte de MHI étant toujours en cours entre les parties sur la fixation des compléments de prix et l'évaluation de certains éléments de garanties de passif accordées par Areva NP et exercés par EDF et MHI.

c. Signature par EDF du contrat relatif à l'acquisition de 5% des titres Framatome par Assystem

Nature, objet et modalités : 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 a permis 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 par EDF.

Ce contrat n'a pas eu d'effet financier au cours de l'exercice 2018, les négociations menées par EDF pour le compte d'Assystem étant toujours en cours entre les parties sur la fixation des compléments de prix et l'évaluation de certains éléments de garanties de passif accordées par Areva NP et exercés par EDF et Assystem.

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 nos rapports spéciaux sur les conventions et engagements réglementés relatifs aux exercices 2016 et 2017 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. Pacte d'actionnaires entre EDF, d'une part, et la Caisse des Dépôts et Consignation et CNP Assurances, d'autre part, concernant la société Coentreprise de Transport d'Electricité – CTE, maison-mère 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 : l'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 ces dernières d'une participation indirecte de 49,9% dans le capital de RTE, par l'intermédiaire de la société CTE, ainsi que la mise en place des modalités d'un partenariat de long terme pour favoriser le développement de RTE, notamment par la conclusion d'un pacte d'actionnaires.

2. Convention conclue entre l'Etat français, 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, partie prenante à l'accord et ayant un représentant au Conseil d'administration de CNP Assurances.

Nature, objet et modalités : cette convention conclue entre EDF, la Caisse des Dépôts et CNP Assurances, CTE et l'Etat français, a notamment pour objet de formaliser l'engagement de l'Etat de limiter à deux le nombre de ses représentants au Conseil de surveillance de RTE.

Paris La Défense, le 15 mars 2019

Les Commissaires aux comptes

KPMG S.A.		**Deloitte & Associés**	
Jay Nirsimloo	Michel Piette	Damien Leurent	Christophe Patrier

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 7.5.5 « Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés » du présent document de référence, à la section 7.5.4 du document de référence 2017 et à la section 7.5.4 du document de référence 2016.

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 2018, dans les chapitres 1 et 5 des documents de référence 2016 et 2017 ou dans l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2016 et 2017, 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 2017 et du document de référence 2016, de contrats importants autres que ceux conclus dans le cadre normal des affaires.

7.6.1 CONTRATS IMPORTANTS CONCLUS EN 2018

Les contrats importants conclus en 2018, autres que ceux conclus dans le cadre normal des affaires, auxquels le Groupe est partie, sont les suivants :

- Contrat de cession de la participation au capital de Dunkerque LNG – 30 octobre 2018 ;
- Contrat de cession d'une participation minoritaire de 49 % dans 24 fermes éoliennes situées au Royaume-Uni et représentant 550 MW à Dalmore Capital Limited et Pensions Infrastructure Platform- juin 2018 ;
- Contrat d'acquisition d'un projet Ecossais de parc éolien en mer dénommé « Neart na Gaoithe » d'une puissance de 450 MW- mai 2018.

7.6.2 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, autorisée par le Conseil d'administration du 14 décembre 2017.

7.6.3 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, 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, 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. INFORMATIONS GÉNÉRALES CONCERNANT LA SOCIÉTÉ ET SON CAPITAL



8. INFORMATIONS COMPLÉMENTAIRES

8.1 PERSONNE RESPONSABLE DU DOCUMENT DE RÉFÉRENCE ET ATTESTATION 518

8.1.1 Responsable du document de référence 518

8.1.2 Attestation du responsable du document de référence 2018 contenant le rapport financier annuel 518

8.2 RESPONSABLES DU CONTRÔLE DES COMPTES - COMMISSAIRES AUX COMPTES 519

Deloitte et Associés 519

KPMG SA 519

8.3 DOCUMENTS ACCESSIBLES AU PUBLIC - LEI 519

8.4 CALENDRIER DE COMMUNICATION FINANCIÈRE 519

8.5 TABLES DE CONCORDANCE 520

8.5.1 Table de concordance avec l'annexe I du règlement (CE) n° 809/2004 520

8.5.2 Table de concordance avec le rapport de gestion 522

8.5.3 Table de concordance avec les éléments du rapport du Conseil d'administration d'EDF sur le gouvernement d'entreprise 525

8.5.4 Table de concordance avec la déclaration de performance extra-financière 526

8.5.5 Table de concordance avec le rapport financier annuel 527

GLOSSAIRE 528

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 2018 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

6, Place de la Pyramide, 92908 Paris – la Défense Cedex, représenté par MM. Damien Leurent et Christophe Patrier.

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.

8.3 DOCUMENTS ACCESSIBLES AU PUBLIC - LEI

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 :

https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/investisseurs-actionnaires

et une copie peut en être obtenue au siège de la Société, 22-30, avenue de Wagram, 75382 Paris Cedex 08.

Le numéro LEI d'EDF est le 549300X3UK4GG3FNMO06.

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 :

https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/investisseurs-actionnaires/informations-reglementees

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.

8.4 CALENDRIER DE COMMUNICATION FINANCIÈRE

Résultats annuels 2018	**15 février 2019**
Chiffre d'affaires 1er trimestre 2019	14 mai 2019
Assemblée générale annuelle des actionnaires	16 mai 2019
Résultats semestriels 2019	26 juillet 2019

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 :

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	Chapitre 6
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 et 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 et 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.Evénements 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 et 1.4.5.1.2.3
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 et 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 et 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 influer sensiblement, de manière directe ou indirecte, sur les opérations de l'émetteur	Sections 1.3.1 et 1.3.2

Annexe I du règlement (CE) n° 809/2004 du 29 avril 2004	Sections du document de référence
10.Trésorerie et capitaux	**Chapitres 6 et 7**
10.1.Informations sur les capitaux	Sections 7.2 et 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
11.Recherche et développement, brevets et licences	**Section 1.6**
12.Informations sur les tendances	**Sections 5.2, 5.3 et 5.4**
12.1.Principales tendances depuis la fin du dernier exercice	Section 5.2
12.2.Evénement 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 et 4.3.1
Nom, adresse, professionnelle et fonction	Sections 4.2.1 et 4.3.1
Nature de tout lien familial existant	Sections 4.4
Expertise et expérience	Sections 4.2.1 et 4.3.1
Déclaration de non condamnation	Section 4.4.2
14.2.Conflits d'intérêts	Section 4.4.3
15.Rémunérations et avantages	**Section 4.6**
15.1.Rémunération versée et avantages en nature	Sections 4.6.1 et 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 3.4.1**
17.1.Nombre de salariés	Section 3.4.1.1
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	Chapitre 6
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	Sections 6.1 et 7.3 - Note 27
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

Annexe I du règlement (CE) n° 809/2004 du 29 avril 2004	Sections du document de référence
Informations relatives aux actions non représentatives du capital	Section 7.3.5
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 et 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
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 2018 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 :

Elément 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 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	Chapitre 3 et Section 8.5.4
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 et 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	Sections 4.2 et 4.3
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 et description de la politique de diversité appliquée aux membres du conseil d'administration, description des objectifs, de ses modalités de mise en œuvre et des résultats obtenus	L. 225-37-4 du Code de commerce	Section 4.2

Elément requis	Texte de référence	Chapitre du document de référence
Informations représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein du Comex et indice de mixité dans les 10 % de postes à plus forte responsabilité	L. 225-37-4 du Code de commerce	Section 3.2.2.2
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	Sections 7.5 et 7.6 - notes 23 et 48 de l'annexe aux comptes consolidés
Limitation des pouvoirs du Président-Directeur Général	L. 225-37-4 du Code de commerce	Sections 4.2.2 et 7.2.9
Informations susceptibles d'avoir une incidence en cas d'offre publique	L. 225-37-5 du Code de commerce	Sections 7.2 et 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

Elément requis	Texte de référence	Chapitre du document de référence
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 3.4.3.1 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		
Déclaration de performance extra-financière	L. 225-102-1 al 5 et 6 et R.225-105 du Code de commerce	Chapitre 3 et Section 8.5.4
Informations spécifiques pour les sociétés exploitant au moins un site classé Seveso « seuil haut »	L. 225-102-2 du Code de commerce	Section 1.5.6.2
Plan de vigilance	Article L. 225-102-4 I alinéa 1 du Code de commerce	Section 3.8.1
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	L.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 monétaire et financier	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 :

Elément 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	Sections 4.2 et 4.3
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 et description de la politique de diversité appliquée aux membres du conseil d'administration, description des objectifs, de ses modalités de mise en œuvre et des résultats obtenus	L. 225-37-4 du Code de commerce	Section 4.2
Informations représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein du Comex et indice de mixité dans les 10 % de postes à plus forte responsabilité	L. 225-37-4 du Code de commerce	Section 3.2.2.2
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	Sections 7.5 et 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	Sections 4.2.2 et 7.2.9
Informations susceptibles d'avoir une incidence en cas d'offre publique	L. 225--37-5 du Code de commerce	Sections 7.2.8 et 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 LA DÉCLARATION DE PERFORMANCE EXTRA-FINANCIÈRE

Le présent document de référence inclut la déclaration de performance extra-financière de l'exercice 2018 établie en application des articles L. 225-102-1 et R. 225-105 du Code de commerce.

Ainsi, dans la mesure nécessaire à la compréhension de la situation de la Société, de l'évolution de ses affaires, de ses résultats économiques et financiers et des incidences de son activité, la déclaration de performance extra-financière (DPEF) présente les informations sur la manière dont la Société et le Groupe prennent en compte les conséquences sociales et environnementales de leurs activités, ainsi que les effets de ces activités quant au respect des droits de l'homme et à la lutte contre la corruption et l'évasion fiscale.

La DPEF est ainsi constituée des sections du document de référence identifiées dans le tableau ci-dessous :

Rubriques	Sections du document de référence	Rubriques	Sections du document de référence
Modèles d'affaires			**Sections 1.3 et 1.4**
Facteurs de risques			**Chapitre 3 et Section 2.1**
Enjeux/Risques de la performance extra-financière du Groupe (1)		**Indicateurs clés de performance des politiques du Groupe**	
Adaptation des compétences	Sections 3.2.2.3 et 3.4.1.3	% de salariés ayant bénéficié d'une formation dans l'année	Section 3.4.1.3
Enjeu de la concertation avec les parties prenantes	Section 3.2.5	% du nombre de projets entrant dans les critères – soit tout nouveau projet de plus de 50 millions d'euros, pour lequel une décision d'investissement est prise à partir du 1er janvier 2017 et ayant un impact significatif sur les territoires ou l'environnement.	Section 3.2.5.1
Efficacité énergétique	Sections 1.4.6, 1.4.2 et 3.2.4	Nombre de consultations des clients sur les plateformes digitales de suivi de consommation	Section 3.2.4.1
Enjeu Climat - Réduction des émissions directes de gaz à effet de serre	Section 3.2.1	Emissions de CO_2 en gCO_2/kWh dues à la production d'électricité et de chaleur	Section 3.2.1.2.4
Enjeu de la biodiversité et du patrimoine environnemental	Section 3.2.6	Taux de connaissance de la qualité écologique du foncier	Section 3.2.6.3.1
Enjeu du mix énergétique	Section 1.6.2	Capacité nettes installées ENR en MWe	Section 1.4.1.5
Gestion des déchets radioactifs et combustibles usés	Sections 1.4.1.1.4, 1.4.5.1.2.1 et 3.3.2	France : m^3 de déchets radioactifs solides de Haute et Moyenne Activité à Vie Longue	Section 3.9.3.2.1
		UK : m^3 de déchets radioactifs à Faible Activité évacués	Section 3.9.3.2.1
Précarité énergétique des clients particuliers	Section 3.2.3	Nombre « d'accompagnements énergie » en France	Section 3.2.3.1
Promotion de la diversité	Sections 3.2.2 et 3.4.4.3	% de femmes dans les Comités de direction des entités du Groupe.	Sections 3.2.2.2 et 4.2.1
Santé sécurité	Section 3.2.2	LTIR Global - groupe et prestataires (à compter de 2019) – TF Global en 2018	Section 3.2.2.1
Sureté du parc nucléaire	Sections 1.4.1, et 1.4.5	Nombre d'événements significatifs de niveau 2 sur l'échelle INES	Section 3.9.3.2.2

(1) Les enjeux sont classés par ordre alphabétique

Informations spécifiques	Sections du document de référence
Informations sociétales : informations sur la sous-traitance, les fournisseurs et la loyauté des pratiques	**Sections 3.3.3 et 3.4.4**
Respect des droits de l'homme	Sections 3.2.2, 3.2.3 et 3.3.3
Lutte contre la corruption	Section 3.5.1
Lutte contre l'évasion fiscale	Section 3.5.2
Conséquences sur le changement climatique de l'activité du Groupe et de l'usage des biens et services qu'il produit	**Sections 3.1.3, 3.2.1 et 3.3.1**
Engagements en faveur du développement durable et de l'économie circulaire	Sections 3.1.3 et 3.3.2
Engagements en faveur de la lutte contre le gaspillage et la précarité alimentaire, du respect du bien-être animal et d'une alimentation responsable, équitable et durable	Section 3.3.2
Conséquences sociales : informations sur l'emploi, l'organisation du travail, les relations sociales, la formation et l'égalité de traitement	**Section 3.4**
Accords collectifs conclus au sein du Groupe et impacts sur la performance économique et sur les conditions de travail des salariés	Section 3.2 et 3.4
Actions visant à lutter contre les discriminations, et promouvoir les diversités	Sections 3.2.2, 3.3, 3.4 et 3.5
Mesures prises en faveur des personnes en situation de handicap	Sections 3.2, 3.3 et 3.4

8.5.5 TABLE DE CONCORDANCE AVEC LE RAPPORT FINANCIER ANNUEL

Le présent document de référence inclut le rapport financier annuel de l'exercice 2018 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 consolidées

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 (mégabecquerel ou million de becquerels) et le GBq (gigabecquerel 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 : ■ 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. 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). 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 %).
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 *(European Pressurized water Reactor)*. 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 : ■ 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_2O), 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 1er 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.

Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE)	En France, les pouvoirs publics expriment sous la forme d'un projet opérationnel appelé « PPE » leurs priorités d'actions dans le domaine de l'énergie afin d'atteindre les objectifs fixés par la loi (dont la neutralité carbone en 2050). La PPE de métropole continentale est élaborée par le Gouvernement. La PPE fixe le cap pour toutes les filières énergétiques qui pourront constituer, de manière complémentaire, le mix énergétique français de demain.
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 *(Union for the Coordination of Transmission of Electricity).*
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) : ■ 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 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, droits réservés.

Le système de management régissant l'impression de ce document est certifié ISO14001:2004.

Les visuels d'illustration du Document de référence 2018 sont issus de la nouvelle campagne publicitaire d'EDF « Devenons l'énergie qui change tout », rappelant que, dans un contexte de lutte contre le changement climatique, le Groupe EDF accélère sa transformation en invitant tout un chacun à rejoindre le mouvement.

Conception & réalisation LABRADOR INFORMATION DESIGN +33 (0)1 53 06 30 80

MARS 2019

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 1 505 133 838 euros
552 081 317 R.C.S. Paris
edf.fr

LE GROUPE EST CERTIFIÉ ISO 14001

2018

Rapport spécial sur les paiements liés aux activités dans les industries extractives (article L.225-102-3 du Code de commerce)

GROUPE EDF – EDISON

Table des matières

1. Introduction 3
2. Méthodologie du reporting 5
3. Synthèse des informations consolidées 7
4. Détail par pays 8
Croatie 8
Égypte 8
Italie 10
Norvège 12
Royaume-Uni 13
5. Informations contextuelles 14
Investissements, revenus, achats de biens et services et volumes de production 14
Liste des filiales 15

1. Introduction

Historique - Activité

L'objet de ce rapport est de présenter les activités d'Exploration et de Production (« E&P ») d'EDF et de ses filiales (« groupe EDF »).

Le groupe EDF est présent sur l'ensemble du marché de l'électricité : nucléaire, production d'énergies renouvelables et fossiles, transport, distribution, commercialisation, etc. C'est le principal acteur sur le marché français de l'électricité et il bénéficie de fortes positions en Europe et dans le reste du monde.

Le groupe EDF exploite des hydrocarbures par l'intermédiaire des sociétés du groupe Edison (ci-après dénommé « Edison »), qui détiennent des licences pour l'exploration et la production de gaz naturel et de pétrole brut en Italie, au Moyen-Orient, en Afrique et en Amérique du Sud.

Edison s'attache également à développer les infrastructures d'importation de gaz pour l'Italie et l'Europe et, par le biais de ses filiales, gère des activités réglementées (transport de gaz, stockage et distribution).

Aujourd'hui, Edison est active dans plusieurs pays dans le monde et compte plus de 5.000 employés dans deux secteurs d'activité principaux : l'énergie électrique et l'E&P des hydrocarbures (gaz naturel et pétrole brut).

Les activités E&P sont assurées par différentes entités juridiques du groupe Edison, qui sont listées à la section 5 du présent rapport, en précisant le pays dans lequel se déroulent les opérations. Aucune autre entité juridique du groupe EDF n'exerce d'activités E&P.

Cadre juridique

Ce rapport est publié conformément à la directive 34/2013/EU du Parlement européen, qui a été transposée en droit français. Cette publication a pour objectif d'assurer une meilleure transparence des paiements au bénéfice des gouvernements.

L'article 42 de la directive 2013/34/UE prévoit que *« Les États membres imposent aux grandes entreprises et à toutes les entités d'intérêt public actives dans les industries extractives ou l'exploitation des forêts primaires d'établir et de rendre public un rapport sur les paiements effectués au profit de gouvernements sur une base annuelle* ».

La loi française n° 2014-1662 du 30 décembre 2014 a transposé cette obligation en droit français avec une entrée en vigueur au 1er janvier 2015. Elle concerne les sociétés comptant plus de 5.000 employés. Les dispositions de cette loi sont intégrées dans l'article L. 225-102-3 du Code de commerce français.

Dans les groupes de sociétés, l'obligation de publication du rapport repose sur la société mère tenue de publier des états financiers consolidés (c.-à-d. EDF S.A. pour les activités E&P d'Edison).

Le schéma figurant ci-après présente, un aperçu de la présence d'Edison dans le monde au 31 décembre 2018 pour ses deux principaux secteurs d'activité : production et vente d'énergie électrique et approvisionnement, exploration, production et vente d'hydrocarbures.

Plus d'informations sur Edison sont disponibles sur le site officiel : www.edison.it

2. Méthodologie du reporting

Domaine d'application et validité

Le groupe EDF a préparé un rapport consolidé relatif aux paiements effectués au bénéfice des gouvernements dans le cadre de ses activités liées à l'exploration, la prospection, la découverte, le développement et l'extraction de minerais, pétrole, gaz naturel ou autres ressources (les **« activités extractives »**). Dans ce rapport, il n'est publié que les paiements effectués au profit de gouvernements par les entités juridiques impliquées dans des activités extractives ou effectués au nom de telles entités du Groupe, comme illustré ci-dessous. Les types de paiements ainsi visés sont détaillés ci-après.

Gouvernement

Dans ce rapport, le terme « gouvernement » signifie toute autorité nationale, régionale ou locale d'un pays, incluant les administrations, agences ou entreprises contrôlés par cette autorité.

Période de référence pour le rapport

Ce rapport couvre les paiements effectués au cours de la période suivante : 1er janvier – 31 décembre 2018.

Base de préparation

Ce rapport a été préparé en conformité avec les dispositions de la Directive n° 2013/34/UE, sur la base des décaissements et inclut les paiements directs au bénéfice des gouvernements effectués par les filiales et les joint-ventures et co-entreprises, qu'Edison soit ou non l'exploitant. Les types de paiements significatifs couverts par le présent rapport, telles que les taxes et redevances, sont principalement effectués directement par Edison aux gouvernements. Toutefois, dans certains cas, des paiements peuvent être effectués par l'exploitant pour le compte des membres de joint-venture. Cela arrive fréquemment pour les frais de superficie. Dans ces cas, Edison rend compte du paiement effectué par l'exploitant au nom d'Edison.

Périmètre

Edison a défini le périmètre des paiements faits aux gouvernements qui doivent être divulgués conformément au cadre légal en vigueur. En particulier, Edison a considéré que les paiements faits aux gouvernements par les filiales consolidées engagées dans les activités énumérées par la directive n° 34/2013/EU entraient dans ce champ. Il est précisé que les paiements effectués par les entités non consolidées ne sont pas publiés dans ce rapport et ce, quel qu'en soit le montant.

Définition du projet

On entend par projet les activités opérationnelles au titre d'un contrat, d'une licence, d'une location, d'une concession individuelle ou de toute autre convention similaire. De plus, dans certains cas, les activités opérationnelles au titre de différents accords « sensiblement interconnectés » (exemple :

accord de groupement et d'exploitation unitaire) sont prises en compte comme des projets à part entière.

Les paiements qui ne sont pas directement liés à un projet spécifique mais qui ont été effectués au niveau de l'entité (ex. : impôt sur les sociétés) sont rattachés à l'entité qui a effectué le paiement, même si le paiement, pris dans sa globalité, peut, en partie, concerner des activités qui ne sont pas couvertes par les obligations de la directive susvisée.

Importance

Les paiements effectués au cours de la période considérée pour le rapport, sous forme de versement unique ou d'échéances, et pour un montant inférieur à 100 000 euros ne sont pas inclus dans ce rapport conformément à l'article 46 de la directive 2013/34/UE. Si aucun paiement n'a été effectué ou si uniquement des paiements en dessous de ce seuil ont été effectués en faveur d'un pays spécifique, ce pays n'apparaît pas dans la Section 4 de ce rapport.

Devise du rapport

Lors de la préparation du présent rapport, les montants en devises autres que l'euro ont été convertis en euro sur la base du taux de change annuel moyen.

Types de paiement publiés au niveau des projets ou de l'entité juridique

Conformément au droit de l'Union Européenne, comme mis en œuvre en Italie, les types de paiements suivants doivent être publiés pour les entités juridiques ayant des activités extractives :

a. **Les Impôts** prélevés sur le revenu, la production ou les bénéfices des sociétés. Les impôts prélevés sur la consommation, comme les taxes sur la valeur ajoutée, les impôts sur le revenu des particuliers, les taxes sur les ventes, les retenues fiscales, les impôts fonciers et les taxes environnementales ne rentrent pas dans le champ d'étude de ce rapport ;
b. **Les redevances** sont des droits permettant l'exploitation d'un actif et dont les montants sont fonction de ladite utilisation ;
c. L**es primes à la signature, à la découverte et à la production** sont des sommes d'argent qui doivent être versées lors de la conclusion d'une concession pétrolière ou gazière, lorsqu'on découvre des ressources naturelles et/ou lorsque la production démarre ;
d. Les **droits** de licences sont habituellement payés sur le droit d'utilisation continue d'un actif ;
e. **Les dividendes** recouvrent les paiements faits aux gouvernements en lieu et place des droits de production ou des redevances. Dans ce cadre, les dividendes n'incluent pas les paiements faits aux gouvernements lorsqu'un gouvernement est actionnaire de la société, dans la mesure où le dividende est payé au gouvernement selon les mêmes termes et conditions que ceux applicables aux autres actionnaires ;
f. Les paiements destinés à **l'amélioration des infrastructures**. De tels paiements sont publiés si Edison s'est engagé contractuellement à financer les services publics ou de fourniture.
g. **Les droits payés au gouvernement hôte** correspondent à la part de production du gouvernement après répartition et destinée à couvrir les coûts et dépenses engagées en application des accords de partage de la production.

Plus d'information sur les sujets environnementaux et sur l'investissement communautaire sont disponibles dans le rapport sur le développement durable d'Edison,
sur http://www.edison.it/en/sustainability.

3. Synthèse des informations consolidées

La vue d'ensemble consolidée présente la somme des paiements effectués par le groupe EDF au bénéfice des gouvernements par pays et par type de paiement. Cette vue d'ensemble est basée sur la situation géographique du gouvernement bénéficiaire.

Le groupe EDF n'a pas transféré de droits de propriété ni payé aucun dividende en lieu et place de droits de production, droits ou redevances en 2018.

Paiements par pays

(En millions d'euros)	Impôts	Redevances	Dividendes	Droits	Primes	Amélioration des infrastructures	Droits du gouvernement hôte (Mbep)	Total
Croatie	0,38	-	-	-	-	-	-	0,38
Egypte	63,09	-	-	-	7,32	-	-	70,41
Italie	44,30	6,40	-	-	-	-	-	50,70
Norvège	-	-	-	0,10	-	-	-	0,10
Royaume-Uni	-	-	-	0,90	-	-	-	0,90
Total	**107,77**	**6,40**	**-**	**1,00**	**7,32**	-	**-**	**122,49**

4. Détail par pays

Croatie

Edison International détient certains droits en vertu d'un accord de partage de production concernant le champ d'Izabella situé dans le nord de la Mer Adriatique et qui est actuellement en phase de production. Les opérations sont gérées par une société d'exploitation.

Paiements par projet

(En millions d'euros)	Impôts	Redevances	Dividendes	Droits	Primes	Amélioration des infrastructures	Droits du gouvernement hôte	Total
Concession Izabella	0,38	-	-	-	-	-	-	0,38
Total	**0,38**	**-**	**-**	**-**	-	**-**	-	**0,38**

Paiements par gouvernement				**-**				
(En millions d'euros)	**Impôts**	**Redevances**	**Dividendes**	**Droits**	**Primes**	**Amélioration des infrastructures**	**Droits du gouvernement hôte**	**Total**
Ministère des Finances & administration fiscale - Division grandes entreprises	0,38	-	-	-	-	-	-	0,38
Total	**0,38**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	-	**0,38**

Égypte

En Égypte, l'actif principal est représenté par la participation à 100 % d'Edison dans l'exploitation de la concession d'Abu Qir au large du delta du Nil, avec des droits d'exploitation de 100 % dans le El Amriya Nord et l'Idku Nord acquis en 2017. De plus, Edison détient un droit d'exploitation dans plusieurs autres Contrats de Concessions qui sont en phase d'exploration.

Les paiements par projet et par gouvernement effectués dans chacun des pays concernés figurent dans le tableau ci-dessous :

Paiements par projet

(En millions d'euros)	Impôts	Redevances	Dividendes	Droits	Primes	Amélioration des infrastructures	Droits du gouvernement hôte	Total
ABU QIR	63 ,09[A]	-	-	-	-	-	-	63,09
ROSETTA	-	-	-	-	-	-	-	-

NORTH THEKAH	-	-	-	-	0,15	-	-	0,15
NORTH WEST EL-AMAL [B]	-	-	-	-	6,90	-	-	6,90
SOUTH GENDI	-	-	-	-	0,13	-	-	0,13
NORTH PORT FOUAD	-	-	-	-	-	-	-	-
SOUTH IDKU	-	-	-	-	0,15	-	-	0,15
Total	**63,09**	**-**	**-**	**-**	**7,32**	**-**		**70,41**

Paiements par gouvernement								
(En millions d'euros)	**Impôts**	**Redevances**	**Dividendes**	**Frais**	**Primes**	**Amélioration des infrastructures**	**Droits du gouvernement hôte**	**Total**
Egyptian Tax Authority	63,09[A]	-	-	-	-	-	-	63,09
EGPC	-	-	-	-	7,02	-	-	7,02
EGAC	-	-	-	-	0,30	-	-	0,30
Total	**63,09**	**-**	**-**	**-**	**7,32**	**-**	-	**70,41**

[A] payé par EGPC pour le compte d'Edison.

[B] déficit de la phase d'exploration pour N. El AMAL Black

Italie

Depuis le début des années 50, Edison joue un rôle important dans le secteur de l'énergie en Italie, avec des découvertes significatives.

Les activités italiennes sont gérées dans deux districts, celui de Pescara (large de l'Adriatique et Italie du Nord) et celui de Syracuse (en Sicile). En 2018, Edison a produit en Italie approximativement 3,9 Mbep dont 350 Msmc de gaz et 1.7 Mbbl de pétrole. La majeure partie de la production de gaz provient de deux grands champs de gaz, Calipso et Clara, tous deux exploités par Eni, tandis que la production de pétrole provient des gisements offshores exploités au large de Vega, en Sicile, Rospo et Sarago Mare, en mer Adriatique, ainsi que Tresauro, aussi en Sicile mais exploité par Eni.

En juillet 2018, les actifs et activités E&P d'Edison SpA ont été transférés dans la nouvelle entité Edison E&P SpA, détenue à 100 % par Edison SpA.

Les paiements par projet et par gouvernement effectués dans chaque pays concerné figurent dans le tableau ci-dessous :

Paiements par projets

(En millions d'euros)	Impôts	Redevances	Dividendes	Droits	Primes	Amélioration des infrastructures	Droits du gouvernement hôte	Total
Concession Rospo	-	2,25	-	-	-	-	-	2,25
Concession Sarago	-	0,64	-	-	-	-	-	0,64
Concession Vega	-	1,71	-	-	-	-	-	1,71
Concession S.Anna	-	1,68	-	-	-	-	-	1,68
Concession Comiso	-	0,12	-	-	-	-	-	0,12
Corporate	44,30	-	-	-	-	-	-	11,75
Total	**44,30**	**6,40**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**50,70**

Paiements par gouvernement

(En millions d'euros)	Impôts	Redevances	Dividendes	Droits	Primes	Amélioration des infrastructures	Droits du gouvernement hôte	Total
Région des Marches	-	0,10	-	-	-	-	-	0,10
Région de Molise	-	0,21	-	-	-	-	-	0,21
Région de Sicile	-	0,76	-	-	-	-	-	0,76
Municipalité de Raguse		1,24	-			-	-	1,24
Autorité fiscale italienne	44,30	-	-	-	-	-	-	44,30

Le ministère du développement économique à travers la banque centrale italienne – Département du Trésor	-	4,09	-	-	-	-	-	4,09
Total	**44,30**	**6,40**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**50,70**

Concernant la ligne « Corporate », il faut noter que ce montant inclut les paiements d'impôts effectués par quatre filiales d'Edison : Edison S.p.A , Edison Stoccaggio S.p.A., Edison E&P S.p.A. et Edison Idrocarburi Sicilia Srl. Pour les deux premières entités, actives dans plusieurs activités, les taxes étant payées au niveau de l'entité, il est divulgué l'ensemble des impôts payés, quelle que soit l'activité à laquelle elles se rapportent.

Dans le tableau « Paiements par gouvernement», le montant figurant dans la case « impôts » payés à l'Autorité Fiscale Italienne » (Agenzia delle Entrate), inclut les paiements directement effectués à hauteur de 43,6 millions d'euros, le reste ayant été payé par Transalpina di Energia S.p.A., la société qui consolide les entités italiennes d'Edison à des fins fiscales.

Norvège

Edison Norge AS est active dans l'exploration d'hydrocarbures et dans le développement de découvertes de pétrole et de gaz sur le plateau continental norvégien (NCS), également en partenariat avec d'autres sociétés ayant à la fois le rôle d'opérateur et de partenaire. Au 31 décembre 2018, la société détient des participations dans dix permis d'exploration et de développement. La société a deux projets de développement en cours nommés Dvalin et Nova avec une participation de 10 % et 15 % respectivement.

Paiements par projet

(En millions d'euros)	**Impôts**	**Redevances**	**Dividendes**	**Droits**	**Primes**	**Amélioration des infrastructures**	**Droits du gouvernement hôte**	**Total**
Licence PL418	-	-	-	0,10	-	-	-	0,10
Total	-	**-**	**-**	**0,10**	-	**-**	-	**0,10**

Paiements par gouvernement				**-**				
(En millions d'euros)	**Impôts**	**Redevances**	**Dividendes**	**Frais**	**Primes**	**Amélioration des infrastructures**	**Droits du gouvernement hôte**	**Total**
Ministère du Pétrole et de l'énergie – payé par l'opérateur (Wintershall)	-	-	-	0,10	-	-	-	0,10
Total	**-**	**-**	**-**	**0,10**	**-**	**-**	-	**0,10**

Royaume-Uni

Edison E&P UK Ltd détient des participations au Royaume-Uni dans trois champs de production de gaz offshore (Kilmar, Garrow et Wenlock, collectivement connue sous le nom de Tors et Wenlock avec une participation hors exploitation de 68 % et 80 % respectivement) et deux champs pétroliers offshore (Scott et Telford, avec une participation respective hors exploitation de 10,47 % et 15,65 %). Euroil Exploration Ltd possède une gamme de permis d'exploration sur le plateau continental du Royaume Uni et une participation mineure dans le champ de production de Markham.

Les paiements par projet et par gouvernement effectués dans chaque pays concerné figurent dans le tableau ci-dessous :

Paiements par projets

(En millions d'euros)	Impôts	Redevances	Dividendes	Droits	Primes	Amélioration des infrastructures	Droits du gouvernement hôte	Total
Tors	-	-	-	0,75	-	-	-	0,75
Werlock -		-	-	0,15	-	-	-	0,15
Total	**-**	**-**	**-**	**0,90**	**-**	-	**-**	**0,90**

Paiements par gouvernement

(En millions d'euros)	Impôts	Redevances	Dividendes	Droits	Primes	Amélioration des infrastructures	Droits du gouvernement hôte	Total
Droits de license facturés par l'Opérateur (Alpha Petroleum)	-	-	-	0,90	-	-	-	0,90
Total	**-**	**-**	**-**	**0,90**	**-**	**-**	**-**	**0,90**

5. Informations contextuelles

Les informations contextuelles divulguées dans cette section fournissent un aperçu plus large de l'impact économique global des activités E&P d'Edison dans les pays où le groupe opère et qui sont présentées dans ce rapport.

Certaines des filiales d'Edison ont elles-mêmes des succursales immatriculées dans les pays considérés où se déroulent les opérations. Afin d'améliorer la transparence, le pays d'activité et le pays de constitution / d'enregistrement sont distingués dans la partie consacrée à la présentation des filiales.

Ces informations contextuelles se fondent sur les données recueillies principalement pour les besoins de l'établissement des rapports financiers. Pour cette raison, les informations divulguées dans cette section (investissements, revenus, achats de biens et services) sont présentées conformément aux principes d'élaboration des rapports financiers (méthode de la comptabilité d'engagement) et non sur la base des encaissements.

Investissements[(1)], revenus, achats de biens et services et volumes de production

(en millions d'euros)	Investissements	Revenus	Achats de biens et services	Volume de production (Mbep)
Croatie	0	16,9	(4,6)	0,4
Égypte	52,4	267,2	(48,0)	12,0
Italie	20,5	170,7	(119,7)	3,9
Norvège	56,6	-	(5,5)	-
Royaume-Uni	24,0	46,6	(22,3)	0,9
Total	**153,5**	**501,4**	**(200,0)**	**17,2**

[(1)]Les investissements comprennent les activités d'exploration

Liste des filiales

Le tableau ci-dessous donne un aperçu de toutes les filiales du groupe EDF exerçant une activité E&P ainsi que leur pays de constitution / d'enregistrement et leur pays d'activité.

Filiales	Pays de constitution	Pays d'activité
Edison S.p.A.	Italie	Italie
Edison E&P S.p.A.	Italie **	Italie
Edison Stoccaggio S.p.A.	Italie	Italie
Edison Idrocarburi Sicilia Srl	Italie	Italie
Edison International S.p.A.	Italie	Algérie
Edison International S.p.A.	Italie	Danemark
Edison International S.p.A.	Italie	Îles Falkland
Edison International S.p.A. – succursale en Croatie	Italie ***	Croatie
Edison International S.p.A. – succursale en Israël	Italie ***	Israël
Edison International S.p.A. – succursale en Côte d'Ivoire - en liquidation	Italie ***	Cote d'Ivoire
Edison International S.p.A. – succursale en Égypte	Italie ***	Égypte
Edison International S.p.A. – succursale en Iran	Italie ***	Iran
Edison International S.p.A. – succursale en Grèce	Italie ***	Grèce
Edison Egypt Energy Service Jsc	Egypte	Egypte
Edison Norge AS	Norvège	Norvège
Edison E&P UK Ltd	Royaume-Uni	Royaume-Uni
Edison North Sea Ltd	Royaume-Uni	Royaume-Uni
Euroil Exploration Ltd	Royaume-Uni	Royaume-Uni

(*) détenant les concessions et permis italiens jusqu'au 30 juin 2018

(**) détenant les concessions et permis italiens à partir du 1er juillet 2018

(***) Edison International S.p.A. opère dans ce pays par le biais d'une succursale enregistrée



Document de référence 2018
incluant le rapport financier annuel

SOMMAIRE

Chiffres clés 4

1. PRÉSENTATION DU GROUPE EDF 7

1.1 Histoire et évolution de la Société 8
1.2 Organisation du Groupe 10
1.3 Stratégie du Groupe 12
1.4 Description des activités du Groupe 18
1.5 Environnement législatif et réglementaire 85
1.6 Recherche et développement, brevets et licences 102
1.7 Propriétés immobilières 109

2. FACTEURS DE RISQUES ET CADRE DE MAÎTRISE 111

2.1 Risques auxquels le Groupe est exposé 112
2.2 La maîtrise des risques et des activités du Groupe 128
2.3 Facteurs de dépendance 136
2.4 Procédures judiciaires et arbitrages 138
2.5 Assurances 145

3. INFORMATIONS ENVIRONNEMENTALES ET SOCIÉTALES – RESSOURCES HUMAINES 149

3.1 Les engagements d'EDF en matière de développement durable 150
3.2 Les Objectifs de Responsabilité d'Entreprise d'EDF 158
3.3 Autres thématiques de la politique développement durable 180
3.4 Autres thématiques du domaine Ressources Humaines 195
3.5 Éthique, conformité, transparence fiscale 206
3.6 Mécénat 213
3.7 Notation extra-financière 214
3.8 Annexes et grilles de correspondances 215
3.9 Dispositif de reporting et éléments méthodologiques 223
3.10 Rapport de l'un des Commissaires aux comptes, désigné organisme tiers indépendant 233

4. GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE 237

4.1 Code de gouvernement d'entreprise 238
4.2 Composition et fonctionnement du Conseil d'administration 240
4.3 Organes créés par la Direction Générale 269
4.4 Conflits d'intérêts, absence de condamnation des membres des organes d'administration et de Direction Générale, contrats de service 271
4.5 Participation des administrateurs dans le capital et opérations réalisées sur les titres EDF par les mandataires sociaux et les dirigeants 272
4.6 Rémunération et avantages 273
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 276

5. PERFORMANCES DU GROUPE EN 2018 ET PERSPECTIVES 277

5.1 Examen de la situation financière et du résultat 278
5.2 Événements postérieurs à la clôture 310
5.3 Évolution des prix de marché en janvier et février 2019 311
5.4 Perspectives 312

6. ÉTATS FINANCIERS 313

6.1 Comptes consolidés 314
6.2 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés 430
6.3 Comptes sociaux 433
6.4 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels 490
6.5 Tableau des résultats des cinq derniers exercices 493
6.6 Politique de distribution de dividendes 494
6.7 Changement significatif de la situation financière ou commerciale 495
6.8 Informations relatives à l'allocation des fonds levés dans le cadre des obligations vertes (Green Bonds) émises par EDF 495

7. INFORMATIONS GÉNÉRALES CONCERNANT LA SOCIÉTÉ ET SON CAPITAL 501

7.1 Informations générales concernant la Société 502
7.2 Actes constitutifs et statuts 502
7.3 Informations relatives au capital et à l'actionnariat 505
7.4 Marché des titres de la Société 511
7.5 Opérations avec des apparentés 512
7.6 Contrats importants 515

8. INFORMATIONS COMPLÉMENTAIRES 517

8.1 Personne responsable du document de référence et attestation 518
8.2 Responsables du contrôle des comptes - Commissaires aux comptes 519
8.3 Documents accessibles au public - LEI 519
8.4 Calendrier de communication financière 519
8.5 Tables de concordance 520
Glossaire 528

DOCUMENT DE RÉFÉRENCE 2018

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

39,8
millions de sites clients

584,0 TWh
d'électricité produite dans le monde

90 %
de production sans CO_2

Acteur majeur de la transition énergétique, le groupe EDF est un énergéticien intégré, présent sur l'ensemble des métiers : la production, le transport, la distribution, le négoce, la vente d'énergies et les services énergétiques. Leader des énergies bas carbone dans le monde, le Groupe a développé un mix de production diversifié qui repose sur les énergies nucléaire, thermique, hydraulique et autres renouvelables.

DEVENONS L'ÉNERGIE QUI CHANGE TOUT.

Le présent document de référence a été déposé auprès de l'Autorité des Marchés Financiers (l'AMF) le 15 mars 2019, 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 2017 (établis selon les normes comptables internationales) et le rapport des contrôleurs légaux y afférent, figurant respectivement au chapitre 6, sections 6.1 (pages 296 à 408) et 6.2 (pages 409 à 412) du document de référence 2017 du groupe EDF ;
- 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 ;
- l'examen de la situation financière et du résultat du groupe EDF pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, figurant au chapitre 5 (pages 260 à 291) du document de référence 2017 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 ;

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).

2018
CHIFFRES CLÉS

34,7
millions de sites clients électricité

5,1
millions de sites clients gaz

9,2 GW
Capacité nette installée éolienne et solaire

68,8 TWh
Production d'électricité renouvelable Groupe y compris hydraulique

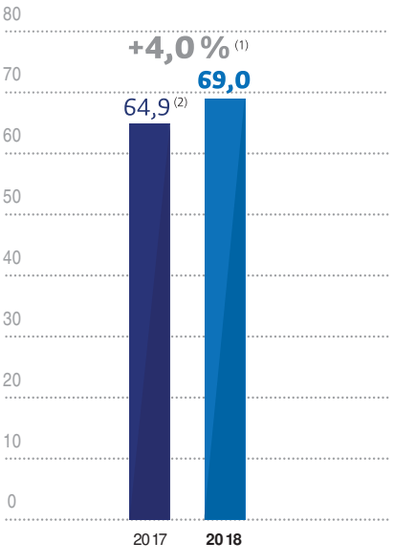
457,8 TWh
Production nucléaire Groupe

13 Mds€
Carnet de commandes Framatome

100%
Réalisation du plan de cessions Groupe à fin 2018

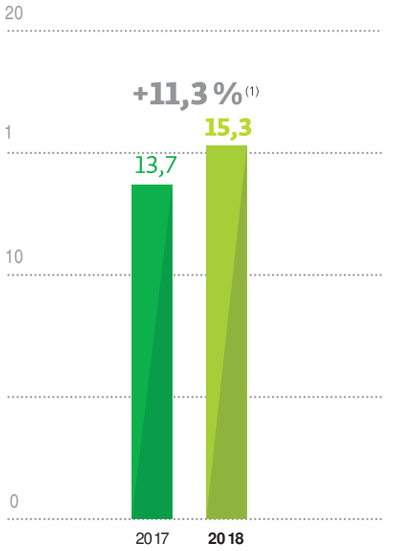
1,1 Md€
Cash-flow hors Linky, Nouveaux développements et plan de cession d'actifs Groupe

Chiffre d'affaires
En Mds€



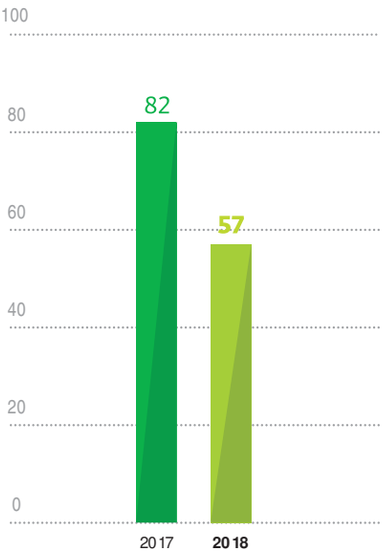
(1) Variation organique à périmètre et change comparables.
(2) Donnée 2017 retraitée de l'impact IFRS 15.

EBITDA
En Mds€

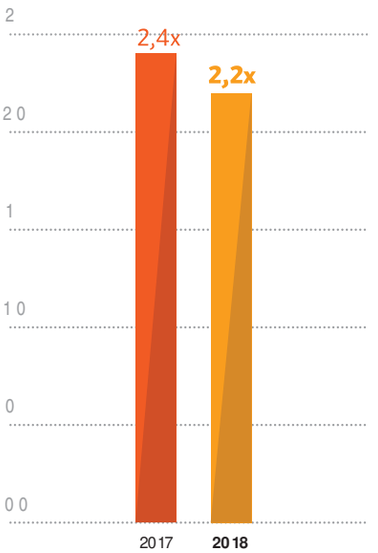


(1) Variation organique à périmètre et change comparables.

Émission de CO_2 du Groupe
En g/KWh

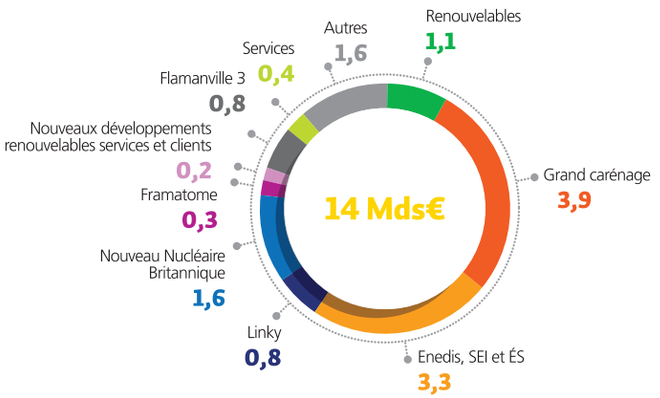


Ratio d'endettement financier net/EBITDA



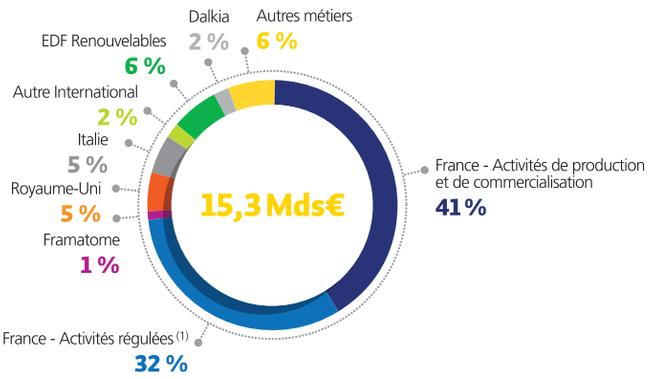
Investissements nets hors plan de cessions Groupe

En Mds€



Répartition de l'EBITDA

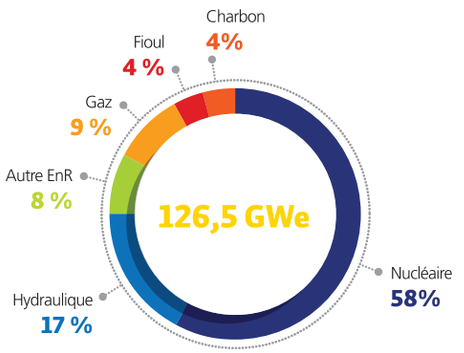
En Mds€



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

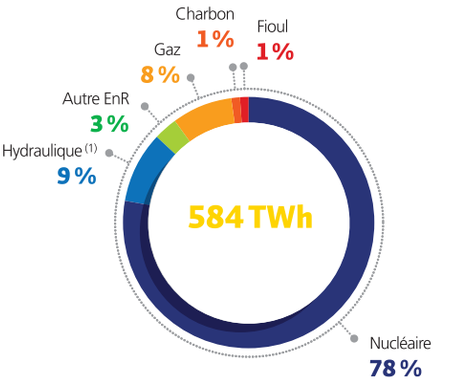
Capacité installée

En GWe



Production d'électricité

En TWh



(1) Production hydraulique pompage compris.

N.B. : les valeurs correspondent à l'expression à la première décimale ou à l'entier le plus proche de la somme des valeurs précises, compte tenu des arrondis.

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.



1. PRÉSENTATION DU GROUPE EDF

1.1 HISTOIRE ET ÉVOLUTION DE LA SOCIÉTÉ 8

1.2 ORGANISATION DU GROUPE 10
1.2.1 Organigramme du Groupe 10
1.2.2 Relations contractuelles intragroupe 12

1.3 STRATÉGIE DU GROUPE 12
1.3.1 Environnement et enjeux stratégiques 12
1.3.2 Priorités de la stratégie CAP 2030 14
1.3.3 Politique d'investissement 17

1.4 DESCRIPTION DES ACTIVITÉS DU GROUPE 18
1.4.1 Activités de production d'électricité 18
1.4.2 Activités de commercialisation en France 46
1.4.3 Activités d'optimisation pour EDF en France 50
1.4.4 Activités régulées, de transport et de distribution en France 51
1.4.5 Activités du Groupe à l'international 59
1.4.6 Services énergétiques et autres activités 78

1.5 ENVIRONNEMENT LÉGISLATIF ET RÉGLEMENTAIRE 85
1.5.1 EDF entreprise publique 85
1.5.2 Service public en France 85
1.5.3 Législation relative au marché de l'électricité 86
1.5.4 Législation relative au marché du gaz 92
1.5.5 Les concessions de distribution publique d'électricité en France 93
1.5.6 Réglementations applicables en matière d'environnement, de nucléaire, de santé, d'hygiène et de sécurité en France 93
1.5.7 Réglementation relative aux marchés de gros de l'énergie 101

1.6 RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT, BREVETS ET LICENCES 102
1.6.1 Organisation de la R&D et chiffres clés 102
1.6.2 Les priorités de la R&D 104
1.6.3 L'international et les partenariats 107
1.6.4 Politique de propriété intellectuelle 109

1.7 PROPRIÉTÉS IMMOBILIÈRES 109
1.7.1 Actifs immobiliers tertiaires - EDF et Enedis en France 109
1.7.2 Participation des employeurs à l'effort de construction 109
1.7.3 Prêts d'accession à la propriété 109

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 Électriques 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 Renouvelables (anciennement EDF Énergies Nouvelles), détenue à 50 % par le groupe EDF, est introduite en Bourse.

Depuis le 1er 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 Renouvelables 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 Renouvelables 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 Renouvelables.

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) RTE, gestionnaire du réseau de transport, géré en toute indépendance, au sens des dispositions du Code de l'énergie.

(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 [(1)] 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.

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 %.

Le 31 mars 2017, EDF a cédé une participation indirecte de 49,9 % du capital de RTE à la Caisse des Dépôts et CNP Assurances. En 2017, EDF a également cédé les actifs d'EDF Polska et 100 % d'EDF Démasz (Hongrie).

Achevant son plan de cession, EDF a finalisé, le 30 octobre 2018, la cession de sa participation au capital de Dunkerque LNG, société portant le terminal méthanier de Dunkerque, puis la cession d'un portefeuille de plus de 200 actifs à usage de bureaux et d'activité à Colony Capital le 28 novembre 2018.

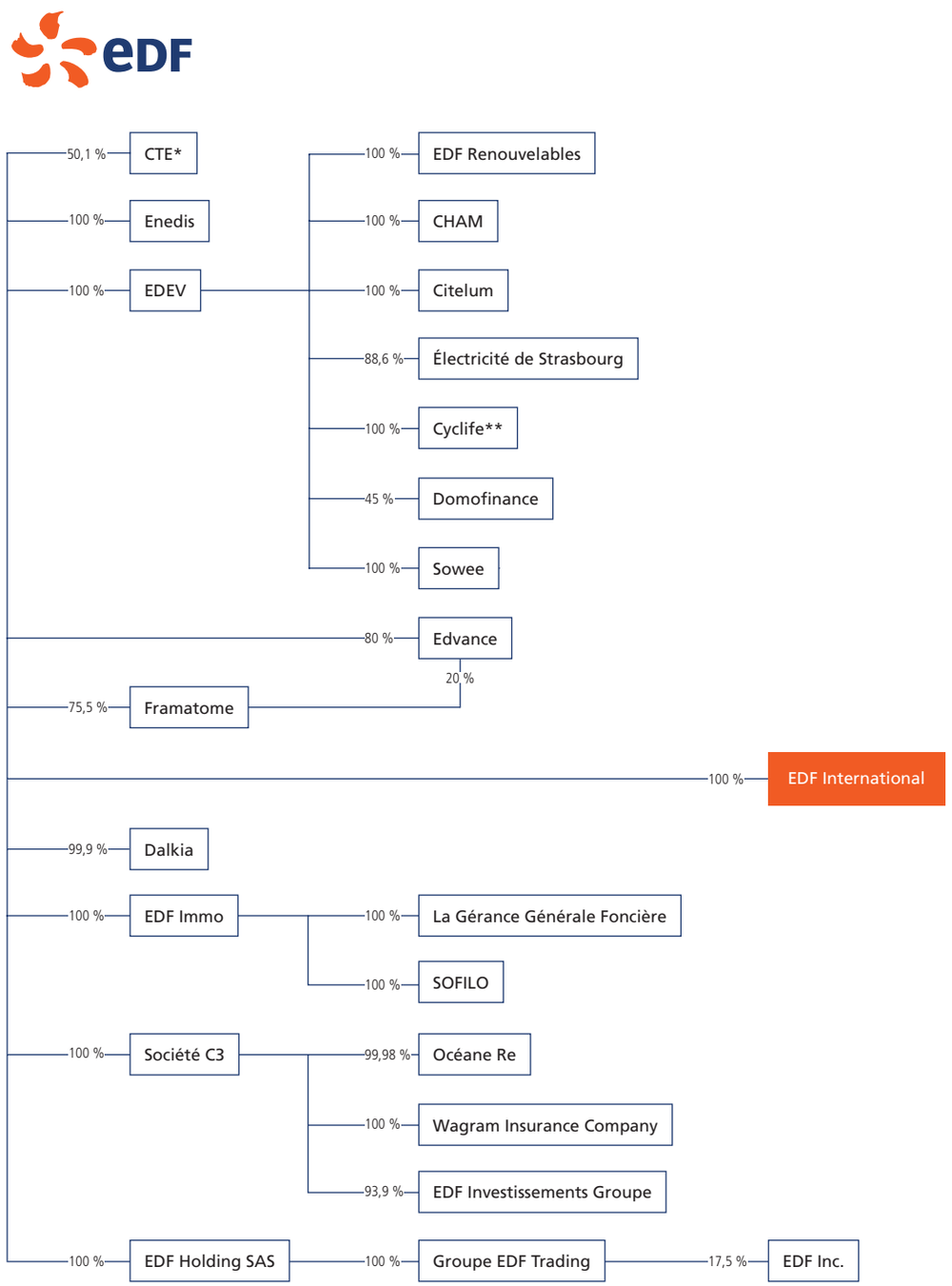
(1) Cette entité est appelée indifféremment « New NP » ou « New AREVA NP » ou Framatome dans le présent document de référence.

1.2 ORGANISATION DU GROUPE

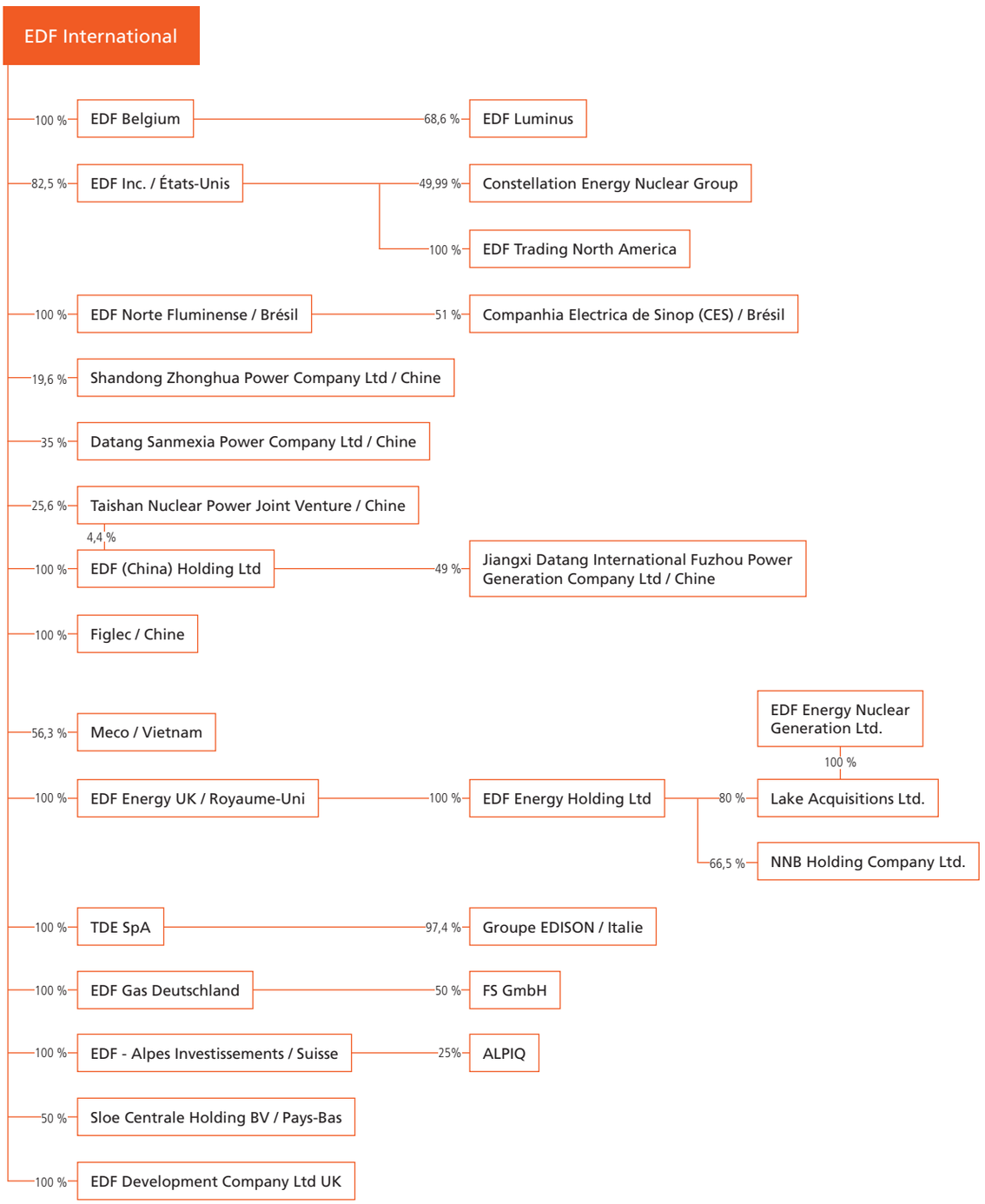
1.2.1 ORGANIGRAMME DU GROUPE

Un organigramme simplifié du Groupe au 31 décembre 2018 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 2018.



** Co-entreprise de Transport d'Électricité "CTE" (ex C25), société détenant les titres RTE.*
*** Holding notamment de SOCODEI.*


EDF International
100 %
EDF Belgium
68,6 %
EDF Luminus
82,5 %
EDF Inc. / États-Unis
49,99 %
Constellation Energy Nuclear Group
100 %
EDF Trading North America
100 %
EDF Norte Fluminense / Brésil
51 %
Companhia Electrica de Sinop (CES) / Brésil
19,6 %
Shandong Zhonghua Power Company Ltd / Chine
35 %
Datang Sanmexia Power Company Ltd / Chine
25,6 %
Taishan Nuclear Power Joint Venture / Chine
4,4 %
100 %
EDF (China) Holding Ltd
49 %
Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd / Chine
100 %
Figlec / Chine
56,3 %
Meco / Vietnam
EDF Energy Nuclear Generation Ltd.
100 %
100 %
EDF Energy UK / Royaume-Uni
100 %
EDF Energy Holding Ltd
80 %
Lake Acquisitions Ltd.
66,5 %
NNB Holding Company Ltd.
100 %
TDE SpA
97,4 %
Groupe EDISON / Italie
100 %
EDF Gas Deutschland
50 %
FS GmbH
100 %
EDF - Alpes Investissements / Suisse
25%
ALPIQ
50 %
Sloe Centrale Holding BV / Pays-Bas
100 %
EDF Development Company Ltd UK

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 7.5.5 du présent document de référence et la section 7.5.4 mentionne des conventions conclues avec Framatome qui n'entrent plus dans le champ de l'article L 225-38 susvisé.

Flux financiers entre EDF et ses filiales

Outre les flux financiers liés aux conventions de centralisation de trésorerie mentionnés ci-après, les flux financiers existant entre EDF et ses filiales sont également liés aux remontées de dividendes au sein du Groupe. EDF a reçu de ses filiales consolidées en 2018 un montant total de dividendes de 2 753 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.

EDF au travers de sa politique « Financement, trésorerie et maîtrise des risques financiers » de mai 2017 organise la relation de financement du groupe EDF avec ses filiales [1] sur les principes suivants :

- financements par dette et par fonds propres assurés par les entités internes de financement EDF et EDF Investissements Groupe (société située en Belgique) ;
- centralisation de la gestion du risque de taux et du risque de change.

Par ailleurs, les achats de combustibles nucléaires sont centralisés au sein d'EDF 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 [2]

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 [3] 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 à travers la diminution des émissions de gaz à effet de serre est entrée dans une phase décisive dans la perspective d'une limitation du réchauffement climatique à + 2 °C.

Les émissions de CO_2 à l'échelle mondiale étant essentiellement portées par l'énergie, l'atteinte de l'objectif climatique nécessite de réduire progressivement l'utilisation des combustibles fossiles comme sources d'énergie. Pour cela, les deux leviers majeurs à activer sont la baisse de la consommation d'énergie en développant des solutions d'efficacité énergétique et le basculement vers l'utilisation d'énergies décarbonées : énergies renouvelables – qu'elles soient thermiques (bois, biomasse) ou électriques (hydraulique, photovoltaïque ou éolienne) – et énergie nucléaire.

Ainsi, des usages aujourd'hui couverts par les énergies fossiles - l'électricité ne représentant aujourd'hui qu'environ 20 % de l'énergie consommée dans le monde - devront être remplacés par des solutions énergétiques décarbonées, en premier lieu électriques. Les solutions électriques chez les consommateurs étant très souvent synonymes d'efficacité énergétique, elles contribuent conjointement à cet objectif de diminution des consommations d'énergie et de sortie des énergies fossiles dans la mobilité, les bâtiments et l'industrie : pompes à chaleur en remplacement d'une chaudière fioul ou gaz, véhicule électrique en remplacement d'un véhicule thermique, etc.

Avec ses Paquets Énergie Climat et Énergie Propre, l'Union européenne s'est fixée des objectifs ambitieux pour les horizons 2020 et 2030.

Pour sa part, la France a donné la priorité à la lutte contre le changement climatique et a réaffirmé son ambition à travers son Plan Climat qui fixe un objectif ambitieux de neutralité carbone à l'horizon 2050.

À ce titre, la France – avec son parc électrique 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 renouvelables et nucléaire.

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 commodités (pétrole, gaz, charbon) sont très volatiles et devraient le rester malgré l'abondance des ressources de charbon et la croissance des gaz de schiste. Ils restent très sensibles aux tensions géopolitiques, aux variations de la croissance économique, aux aléas climatiques et techniques ;
- le prix du CO_2 dépend directement de la régulation mise en place. En Europe, le système de quotas d'émissions actuellement en place ne permet pas d'assurer un prix minimum du CO_2 ;
- le prix de marché de l'électricité dépend directement des facteurs précédents et pèse sur l'équilibre économique des moyens de production d'électricité ;
- lorsque les prix des commodités et du CO_2 sont bas, le prix de marché de l'électricité s'en ressent, d'autant plus que la demande d'électricité en Europe est atone. Ainsi par exemple, sur les 8 premiers mois de l'année 2018, la demande sur les 4 principaux marchés européens d'EDF a augmenté de 1 % par rapport à 2017. De plus, d'importantes capacités de production subventionnées sont raccordées aux réseaux du fait des politiques de transition énergétique, ce qui pèse également sur les prix ;
- depuis 2016, les prix des commodités ont augmenté, permettant au prix de marché de l'électricité en France pour l'année N+1 de dépasser le seuil de 50 €/MWh en 2018, pour la première fois depuis 2013 ;

(1) Framatome a été intégré en 2018 sur l'ensemble de ces aspects.
(2) Framatome a été intégré en 2018 à ces conventions.
(3) L'intégration de Framatome est en cours.

- cependant, aucun de ces paramètres n'est assuré de rester au niveau actuel comme l'atteste par exemple la forte variabilité des prix du permis européen d'émission de CO_2 qui ont fluctué entre 7 et 25 €/t au cours de l'année 2018.

À la différence de l'Europe, la consommation d'électricité est en forte croissance dans les pays émergents, notamment en Asie, ce qui profite aux électriciens de ces zones avec des prévisions [1] de l'ordre de + 200 TWh par an en Chine entre 2017 et 2040 (+ 2,3 % par an en moyenne) et + 51 TWh par an en Afrique (+ 3,9 % par an), contre + 9 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 renouvelables et nucléaire. Ainsi, le Royaume-Uni, qui doit engager un renouvellement important de ses moyens de production d'électricité, a établi un *Climate Change Act* et 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. Cette capacité est 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 [2] ou en Belgique.

L'accord trouvé à Paris lors de la 21ème 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. 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 première PPE portait sur les périodes 2016-2018 et 2019-2023.

En 2017 et 2018, la nouvelle PPE des périodes 2019-2023 et 2024-2028 a été élaborée en associant plusieurs acteurs. À cette occasion, le gouvernement s'est engagé plus avant dans la Stratégie Nationale Bas Carbone en adoptant l'objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050. D'octobre 2017 à janvier 2018, 24 ateliers de travail ont été organisés par l'administration pour l'élaboration de la révision de la PPE. De mars à juin 2018, un débat public a été organisé par la Commission nationale du débat public. Le gouvernement a ensuite présenté les grands axes du projet de PPE le 27 novembre 2018 et le projet complet le 25 janvier 2019. Ce texte réaffirme que les objectifs énergétiques français portent sur la réduction des consommations d'énergie, en priorisant la baisse de consommation des énergies les plus carbonées, et sur le remplacement d'énergies carbonées par des énergies décarbonées. Il précise que l'électricité est un levier de décarbonation de nombreux usages. Il fixe notamment des objectifs de :

- diminution des émissions de gaz à effet de serre à 277 Mt CO_2 en 2023 et 227 Mt CO_2 en 2028 ;
- baisse de 20 % de la consommation primaire d'énergies fossiles en 2023 et de 35 % en 2028 par rapport à 2012 ;
- développement des énergies renouvelables (consommation de chaleur renouvelable de 196 TWh en 2023 et une fourchette de 218 à 247 TWh en 2028 ; capacité installée d'énergie renouvelable électrique en France de 74 GW en 2023 et une fourchette de 102 à 113 GW en 2028) ;
- développement du véhicule électrique (1,2 million de voitures particulières électriques en circulation en 2023) ;
- arrêt de la vente de véhicules neufs émettant des gaz à effet de serre en 2040 ;
- 500 000 rénovations performantes de logements chaque année.

Il fixe à l'horizon 2035 l'atteinte d'une part de 50 % d'électricité nucléaire dans le mix électrique français, *via* la fermeture de 14 réacteurs d'ici 2035, dont les deux réacteurs de Fessenheim et 2 à 4 autres réacteurs fermés d'ici 2028 : deux réacteurs fermeront dans la deuxième période de la PPE, en 2027 et en 2028, sous réserve du respect du critère de sécurité d'approvisionnement ; par ailleurs, si certaines conditions relatives au prix de l'électricité et à l'évolution du marché de l'électricité à l'échelle européenne sont remplies, deux réacteurs additionnels pourraient fermer à l'horizon 2025-2026, sur la base d'une décision à prendre en 2023. Le texte prévoit également l'arrêt d'ici 2022 des centrales de production électrique fonctionnant exclusivement au charbon.

Pour le long terme, le projet de PPE indique qu'il est nécessaire de préserver une capacité de construction de nouveaux réacteurs nucléaires appuyés sur une technologie et des capacités industrielles nationales. Le gouvernement conduira avec la filière nucléaire d'ici mi-2021 un programme de travail portant notamment sur la capacité industrielle, un programme de dérisquage du nouveau modèle de réacteur EPR 2 proposé par EDF, l'expertise des coûts de ce réacteur, l'analyse des options de financement d'un programme de nouveaux réacteurs pour le système électrique français et les actions nécessaires en vue de la validation par la Commission européenne du dispositif de financement et de portage du programme.

En outre, le gouvernement proposera les modalités d'une nouvelle régulation du parc nucléaire existant qui permette de garantir la protection des consommateurs contre les hausses de prix de marché allant au-delà de 2025 tout en donnant la capacité financière à EDF d'assurer la pérennité économique de l'outil de production pour répondre aux besoins de la PPE dans les scénarios de prix bas. Cette perspective ainsi que la trajectoire d'évolution du parc nucléaire confirment la pertinence du grand carénage du parc nucléaire (hors Fessenheim) engagé par EDF.

Le projet de PPE sera soumis à la concertation au 1er semestre 2019 et le décret devrait être publié courant 2019.

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 compte tenu de ces perspectives, les électriciens européens ont réduit leurs investissements dans leurs activités traditionnelles 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, le stockage et les services.

Ainsi, le groupe EDF a-t-il fixé ses axes stratégiques CAP 2030 en réponse à ce contexte et à l'impératif de contribuer au scénario limitant le réchauffement à + 2 °C (voir la section 1.3.2 « Priorités de la stratégie CAP 2030 »). Le groupe EDF a vocation à rester le champion de la production très bas carbone en adaptant progressivement son mix de production aux enjeux de la transition énergétique. La stratégie de décarbonation du Groupe est détaillée au chapitre 3 de ce document.

EDF investit dans les technologies innovantes et dans le stockage d'électricité permettant d'accompagner la transition énergétique. EDF a ainsi annoncé des plans de développement du photovoltaïque, de la mobilité électrique et du stockage d'électricité.

EDF s'appuie sur les atouts précieux que constituent son portefeuille clients et son ancrage territorial pour assurer le succès de la mise en œuvre de la transition énergétique.

L'ensemble de ces activités permet de positionner le groupe EDF comme leader de la transition énergétique. En effet :

- l'avantage compétitif du parc nucléaire existant, le leadership dans l'hydraulique et dans le développement des autres énergies renouvelables (éolien, solaire), les investissements dans des technologies innovantes, par exemple dans le domaine du stockage, permettent de répondre dans la durée, de manière complémentaire, au défi d'un mix énergétique comportant de plus en plus d'énergies renouvelables, disponible à tout instant au meilleur coût ;
- les investissements dans les réseaux électriques sont indispensables au développement des énergies renouvelables et à la décarbonation des usages ;
- le portefeuille clients et l'ancrage territorial sont des atouts précieux pour la mise en œuvre effective des usages décarbonés de l'énergie et des solutions d'efficacité énergétique.

(1) Sources : AIE, World Energy Outlook, novembre 2018 et Eurostat pour la France, le Royaume-Uni, l'Italie et la Belgique.
(2) Voir section 1.4.5.1.1 « Royaume-Uni – Stratégie ».

Porteur d'enjeux industriels forts, EDF assure depuis sa création des missions de service public et d'intérêt général qui le conduisent, en tant qu'acteur responsable, à intégrer dans ses décisions stratégiques les dimensions industrielles, sociales et territoriales dans la durée en complément de la performance économique, en intégrant notamment la solidarité, la lutte contre la précarité énergétique, le respect de la personne, la responsabilité et l'éthique dans la conduite des affaires.

Ainsi, face à un contexte de marché incertain, 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 :

- proximité avec les clients et les territoires ;
- production bas carbone, avec un rééquilibrage du mix entre énergies nucléaire et renouvelable ;
- développement international.

Plusieurs chantiers stratégiques ont été conduits depuis 2015, concrétisant chacune de ces trois priorités stratégiques.

L'atteinte de cette ambition repose également sur un programme de transformation axé sur la simplification, l'innovation et le numérique, la responsabilisation et la performance, l'ambition humaine et les compétences.

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 « Les engagements d'EDF en matière de développement durable »). Notamment, mobilisé dans la lutte contre le réchauffement climatique avec une des productions les moins carbonées d'Europe, EDF a pris l'engagement en 2018 de réduire ses émissions directes de CO_2 de 40 % à échéance 2030 (avec un objectif de 30 millions de tonnes en 2030 au lieu de 51 millions de tonnes en 2017) et de s'inscrire dans l'objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050.

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 ambitionne de créer de nouvelles solutions compétitives décentralisées, de nouveaux services énergétiques bas carbone personnalisés et des réseaux intelligents, en s'appuyant sur 3 leviers.

Le développement de solutions d'efficacité énergétique et de nouveaux services numériques auprès de ses clients

EDF déploie et développe sa marque « EDF Solutions énergétiques », créée en 2017, pour mettre en avant sa gamme d'offres portées par ses filiales d'expertises (Dalkia, Citelum, IZIVIA, Edelia, Netseenergy, Fenice). Réseaux de chaleur bas carbone, éclairage intelligent, valorisation des déchets, mobilité électrique : la palette est complémentaire, innovante et répond aux nouveaux enjeux des territoires et des entreprises. À titre d'illustration, sur le plan local, grâce à la plateforme intelligente MUSE© de Citelum, l'agglomération « Dijon Métropole » va bénéficier d'une gestion centralisée de l'ensemble de ses équipements et services publics. En Belgique, le consortium mené par Citelum avec EDF Luminus, DIF et CFE a été désigné attributaire du Partenariat Public Privé d'éclairage intelligent des grands axes (auto)routiers wallons.

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 Sowee (filiale proposant des offres innovantes dans le domaine de la maison connectée et dont la gamme s'est enrichie en 2017 et 2018) 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.

L'accompagnement du développement des nouveaux usages performants de l'électricité en substitution d'énergies fossiles (mobilité électrique, autoconsommation, pompe à chaleur, habitat bas carbone, etc.)

Le groupe EDF ambitionne d'être l'acteur de référence de l'autoconsommation sur le marché français et s'engage fortement dans le développement de la mobilité électrique avec l'annonce le 10 octobre 2018 de son Plan Mobilité Électrique qui définit des objectifs concrets sur les quatre marchés européens du Groupe (France, Royaume-Uni, Italie et Belgique). Le stockage d'électricité est un domaine d'innovation clé pour la transition énergétique. Le Plan Stockage Électrique du Groupe, annoncé le 27 mars 2018, prévoit de développer 10 GW de nouveaux moyens de stockage dans le monde d'ici à 2035 (6 GW de stockage à grande échelle, 4 GW de stockage diffus), pour porter la capacité de stockage du Groupe à cet horizon à 15 GW.

La R&D et l'innovation

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*).

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 nouveaux modes de consommation, en utilisant des modes de relations plus numériques. Ces efforts contribuent au développement des projets du Groupe. Avec EDF Pulse Croissance, incubateur de projets internes et externes, EDF teste et explore de nouveaux domaines d'activités, créant de nouveaux leviers de croissance pour le Groupe et fournissant aux clients une nouvelle gamme d'offres et de services innovants.

Enfin, le déploiement des compteurs communicants Linky [(1)] le développement des énergies renouvelables et de la mobilité électrique, et l'émergence des métropoles actrices de leurs choix énergétiques locaux, 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 concessif français : service public, solidarité territoriale et optimisation nationale.

1.3.2.2 Production très bas carbone : nucléaire et énergies renouvelables

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 très compétitif.

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.

Consolidation de la base d'actifs

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 propose des solutions renforçant le productible hydraulique ;
- EDF investit pour obtenir l'autorisation de poursuivre l'exploitation, dans les meilleures conditions de sûreté, 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, EDF a engagé le programme du « Grand carénage » de poursuite d'exploitation du parc, sans préjuger des décisions d'autorisation qui seront données tranche par tranche par l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) après chaque visite décennale. Au Royaume-Uni, des investissements sont aussi

(1) Linky est un projet porté par Enedis, gestionnaire du réseau de distribution, géré en toute indépendance. 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.

réalisés pour prolonger l'exploitation de l'ensemble du parc nucléaire britannique. Enfin, le groupe EDF continue à investir dans la préparation à la déconstruction du parc nucléaire et à la gestion des déchets en France et au Royaume-Uni.

Développement des énergies renouvelables et du Nouveau Nucléaire

En parallèle, le groupe EDF poursuit activement son développement dans les énergies renouvelables (avec un objectif de multiplier par deux la puissance installée du parc ENR et hydraulique du Groupe de 28 GW en 2014 à 50 GW en 2030) et dans le Nouveau Nucléaire.

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 2018 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 Renouvelables »).

Concernant le Nouveau Nucléaire, les principaux enjeux concernent :

- la mise en service de Flamanville 3 et de Taishan en Chine (dont la 1ère tranche a été mise en service en décembre 2018) ;
- 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'intégration de Framatome, détenue à 75,5 % par EDF depuis le 31 décembre 2017 (voir section 1.1 « Histoire 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 ; en particulier, le programme de travail avec les pouvoirs publics français visant à aboutir à la décision du lancement éventuel d'un programme de construction de nouveaux réacteurs en France ;
- le développement de l'EPR à l'export (notamment en Inde).

Développement d'une offre hydrogène décarbonée

Enfin, EDF, actif sur l'hydrogène depuis 15 ans essentiellement avec sa R&D, s'organise pour développer à moyen terme une offre hydrogène décarbonée et compétitive, prioritairement à destination de clients industriels et de la mobilité lourde, secteurs difficiles à décarboner. Dans cet objectif, un accord de partenariat industriel ainsi qu'une entrée au capital a été conclu en 2018 avec la société McPhy, spécialiste des équipements de production (par électrolyse), stockage et distribution d'hydrogène (investissement de 16 millions d'euros par EDF Pulse Croissance).

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 :

- se positionner par une présence multimétiers industrielle et commerciale dans 3 pays/zones supplémentaires (parmi Amérique du Sud, Afrique de l'Ouest et Centrale, Moyen Orient, Inde) ;
- orienter ses choix d'investissements pour contribuer à la transition énergétique mondiale et développer commercialement de nouvelles activités ;
- augmenter très significativement d'ici 2030 son activité à l'international (hors Europe).

Ainsi, EDF déploie une approche ciblée au plan géographique et oriente ses choix d'investissements en privilégiant les projets de production bas carbone, notamment hydrauliques, éoliens et solaires, ainsi que les activités de services énergétiques et d'ingénierie. Elle développe les capacités de stockage et des projets de production gaz sont également développés dans les territoires où ils constituent un élément essentiel de leur transition énergétique et dans le respect de la trajectoire CO_2 du Groupe. Les *microgrids*, petits réseaux bien adaptés à fort contenu renouvelable pour les territoires isolés, sont également explorés notamment grâce au démonstrateur MASERA réalisé à Singapour.

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, comme l'illustrent de nombreux exemples concrets depuis 2016 (introduction du forfait-jours pour les cadres, dynamisation des parcours professionnels et promotion de la mobilité interne et des formations promotionnelles, rationalisation et simplification des politiques du Groupe, etc.) et d'autres exemples plus récents, comme la signature électronique des marchés et la simplification du *reporting* financier. En 2018, EDF a également signé un nouvel accord mondial de responsabilité sociétale (« accord RSE ») qui porte des avancées en faveur de la diversité et d'autres avancées sociétales au bénéfice des salariés du Groupe.

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 Pulse Croissance, 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 Pulse Croissance »).

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. Le groupe EDF a depuis plusieurs années porté l'enjeu de transformation numérique à un niveau stratégique et revu en profondeur organisation et formation internes.

Sur le champ de la donnée, le Groupe s'est doté d'une politique de gestion de la donnée et a mis en place une usine « *data analytics* » pour la production électrique nucléaire, thermique et renouvelable, avec la mise en commun de compétences, inaugurée en avril 2018.

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 ainsi la maîtrise de ses coûts pour les adapter à son environnement. L'approche est différenciée selon les périmètres considérés (fonctions transverses, entités opérationnelles, etc.) et plusieurs chantiers ont déjà produit des résultats sur le plan de la réduction des charges opérationnelles, de l'optimisation du besoin en fonds de roulement et de l'amélioration du pilotage (pilotage par le cash, communauté pilotage de projet, pilotage de la cybersécurité), avec l'ambition de renforcer la compétitivité des activités supports et de donner aux métiers des leviers de performance.

Enfin, « Parlons Énergies », démarche d'intelligence collective au service de la transformation, a été initiée au premier semestre pour mobiliser l'intelligence des salariés d'EDF dans la construction des perspectives à moyen et long terme du Groupe. Cette démarche dans le contexte de débat sur l'énergie en France sera poursuivie (voir section 3.2.5.5 « Écouter les salariés et parler d'énergie »).

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 « Les engagements d'EDF en matière de développement durable »). 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 CO_2 du Groupe dont le niveau actuel constitue déjà une performance remarquable au regard des grands pairs 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, les services pour les clients et les 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 maîtrise des coûts ;
- la transformation des modes de fonctionnement du Groupe et la mobilisation de tous.

Dans ce cadre, la mise en œuvre du plan de performance du Groupe annoncé le 22 avril 2016 est bien avancée à fin 2018 :

- réduction des charges opérationnelles [(1)] de 0,96 milliard d'euros de 2015 à 2018, avec un objectif d'économies de 2015 à 2019 de 1,1 Md€ ;
- plan de cession d'actifs d'environ 10 milliards d'euros entre 2015 et 2020, réalisé dès 2018 ;
- renforcement du bilan *via* une augmentation de capital pour un montant total de 4,0 milliards d'euros et *via* l'option de paiement en titres du dividende au titre des exercices 2015-2016-2017, retenue notamment par l'État (5 milliards d'euros cumulés).

Le Groupe poursuit son programme d'investissements conformément à sa stratégie CAP 2030 (voir la section 1.3.3 « Politique d'investissement »).

Par ailleurs, le Groupe continue de travailler sur ses modes de fonctionnement, au travers de son programme de transformation « responsabilisation, simplification, et innovation/numérique » :

- structuration de l'activité du Groupe 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, grâce à la création de nouveaux services en mode *start-up* appuyés par la Direction EDF Pulse Croissance et financés par EDF Pulse Croissance Holding (voir la section 1.4.6.1.3 « EDF Pulse Croissance »), au soutien à l'innovation participative avec plus de 30 lieux d'innovation dans tout le Groupe et au dispositif de prix EDF Pulse internes et externes ;
- déploiement d'une stratégie numérique : transformation culturelle avec la nouvelle saison du « projet Y » (30 jeunes participants), 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) À périmètre, taux de change et hypothèse de taux d'actualisation retraites constants. Hors variation des charges opérationnelles des activités de services.

1.3.3 POLITIQUE D'INVESTISSEMENT

1.3.3.1 Investissements en 2018

Le Groupe a poursuivi son programme d'investissements opérationnels bruts pour un montant de 16,2 milliards d'euros en 2018, contre 14,7 milliards d'euros en 2017. 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 plan de cessions ont été de 14,0 milliards d'euros en 2018.

- Ces derniers comprennent les nouveaux développements pour 3,1 milliards d'euros en 2018 (principalement Linky pour 0,8 milliard d'euros et le Nouveau Nucléaire britannique pour 1,6 milliard d'euros).
- Hors nouveaux développements, les investissements nets hors cessions stratégiques ont été de 10,9 milliards d'euros en 2018. Ils correspondent essentiellement aux investissements effectués dans la maintenance nucléaire pour 3,9 milliards d'euros, dans le projet Flamanville 3 pour 0,8 milliard d'euros, dans les Activités régulées France et insulaires (hors Linky) pour 3,3 milliards d'euros (raccordements, modernisation du réseau continental et insulaire), et enfin dans les énergies renouvelables (1,1 milliard d'euros) et les services (0,4 milliard d'euros).

Quant aux cessions d'actifs, elles ont représenté 1,9 milliards d'euros sur l'année 2018 et comprennent notamment la cession de la participation au capital du terminal méthanier de Dunkerque pour 1,5 milliard d'euros. Le plan de cession du Groupe, qui a atteint 10 milliards d'euros cumulés à fin 2018, est ainsi finalisé.

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 investissements respectifs de 10,9 milliards d'euros [(1)] et de 4,0 milliards d'euros [(2)] (voir les sections respectives 1.4.1.2.1 « Projet EPR de Flamanville 3 » et 1.4.4.2.4 « Enedis - Enjeux futurs ») ;
- de poursuivre ses investissements dans le Nouveau Nucléaire au Royaume-Uni afin de livrer le projet Hinkley Point C pour un coût à terminaison du projet de 19,6 milliards de livres sterling$_{2015}$ [(3)] pour 100 % du projet (voir la section 1.4.5.1.2.5 « Royaume-Uni - Division Nouveau Nucléaire »). Le Groupe poursuit également ses études sur le projet Sizewell ;
- de poursuivre son plan industriel « Grand carénage » dans le nucléaire en France pour un montant d'investissements d'environ 45 milliards d'euros$_{2013}$ sur la période 2014-2025 (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 solaires ; ainsi, le Groupe a annoncé le lancement le 11 décembre 2017 du Plan Solaire, dont le financement sera majoritairement assuré par le biais de partenariats ;
- de poursuivre la rotation des actifs d'Edison, engagée avec d'une part la cession de son siège social à Milan et la cession d'un portefeuille d'actifs gaziers en 2017, et d'autre part l'acquisition en 2018 du portefeuille de clients de Gas Natural (GNVI) et de la société de services Zephyro ;
- de développer 10 GW de nouveaux moyens de stockage électrique dans le monde d'ici à 2035, en plus des 5 GW déjà exploités par le Groupe, avec l'annonce le 27 mars 2018 du Plan Stockage Électrique. EDF renforce également sa capacité de Recherche et Développement et d'innovation dans le domaine afin d'accompagner le développement rapide des technologies de stockage ;
- de devenir l'énergéticien leader de la mobilité électrique propre dès 2022 sur quatre grands marchés européens (France, Royaume-Uni, Italie et Belgique) avec le lancement le 10 octobre 2018 du Plan Mobilité Électrique, qui repose sur un écosystème d'acteurs innovants au travers de partenariats stratégiques.

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 46.1.2.1 de l'annexe aux états financiers consolidés au 31 décembre 2018.

Enfin, dans le cadre de sa 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) Coût de construction de Flamanville 3 en euros 2015, hors intérêts intercalaires.

(2) Les coûts à terminaison du programme ont été revus à la baisse, de 4,5 à 4,0 milliards d'euros sur la période 2014-2021, après prise en compte des prix des derniers marchés de matériels (compteurs concentrateurs) et de prestation de pose signés.

(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.

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 [1], participation mise en équivalence), la distribution (activité portée par Enedis [2]), 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. Il est également présent dans la conception et la fabrication d'équipements et de combustibles pour les réacteurs nucléaires, ainsi que dans les services associés (activité portée par Framatome).

Avec une puissance installée nette de 126,5 GWe [3] dans le monde au 31 décembre 2018 pour une production mondiale de 584,0 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 CO_2 par kilowattheure produit [4] grâce à la part du nucléaire, de l'hydraulique et des autres énergies renouvelables dans son mix de production.

Le groupe EDF participe à la fourniture d'énergies et de services à 39,8 millions de sites client [5] dans le monde (dont 29,7 millions en France) dont :

- à 34,7 millions de clients [6] en électricité, dont 28,2 millions en France ;
- à 5,1 millions de clients [7] en gaz, dont 1,5 million 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.

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.

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] ;
- 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 utilisée 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) complétée par des Stations de Transfert d'Énergie par Pompage [9] 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 90 % sans émission de CO_2 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).

(1) RTE, gestionnaire du réseau de transport, géré en toute indépendance, au sens des dispositions du Code de l'énergie.
(2) Enedis est une filiale gérée en toute indépendance, au sens des dispositions du Code de l'énergie.
(3) Source : EDF. Chiffres calculés conformément aux règles de consolidation comptable.
(4) Source : comparaison basée sur les données publiées par ces dix groupes.
(5) Les clients sont décomptés fin 2018 par site ; un client peut avoir 2 points de livraison : un pour l'électricité et un autre pour le gaz.
(6) Le nombre de sites électricité à fin 2017 était de 35,9 millions, dont 29,4 en France (EDF en France continentale, hors ES).
(7) Le nombre de sites gaz à fin 2017 était de 4,7 millions, dont 1,5 en France (EDF en France continentale, hors ES).
(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) EDF exploite 5 GW de STEP en France et son ingénierie est référencée à hauteur de 30 GW à l'international (ex : Israël, Chili).

Composition et caractéristiques du parc installé

Parc d'EDF en France continentale

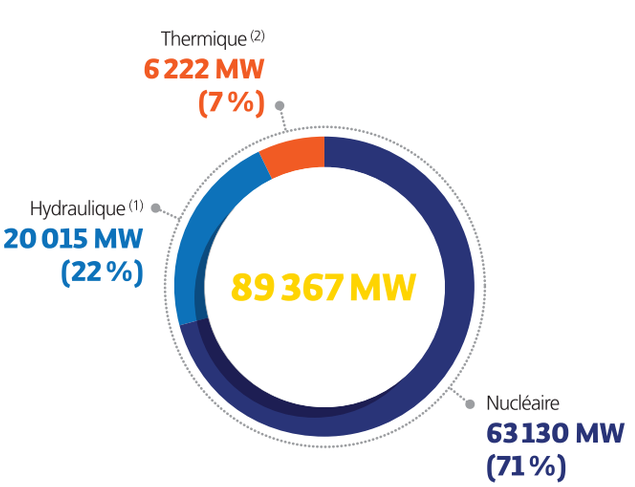
Avec une puissance installée totale de 89,4 GW en France continentale [(1)] au 31 décembre 2018, EDF dispose du parc de production le plus important d'Europe, représentant environ 8,4 % de la puissance installée totale des principaux pays d'Europe (soit les 35 zones membres d'ENTSO-E – *European Network Transmission System Operators for Electricity* –, qui comprend notamment l'Allemagne, l'Italie et l'Espagne [(2)]).

En 2018, la production du parc d'EDF en France continentale a été de 443,3 TWh nette de la consommation du pompage hydraulique, et de 450,6 TWh consommation du pompage hydraulique comprise.

Ce parc se compose principalement au 31 décembre 2018 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 33 ans (voir section 1.4.1.1 « Production nucléaire d'électricité en France ») ;
- 20 tranches thermiques en fonctionnement, ayant une moyenne d'âge d'environ 20 ans (voir section 1.4.1.4 « Production thermique en France continentale ») ;
- 433 centrales hydrauliques, ayant une moyenne d'âge de 74 ans [(3)] (voir section 1.4.1.5.1 « Production hydraulique en France ») ;
- et d'autres centrales hydrauliques détenues par des filiales du Groupe : groupe SHEMA (100 %) et CERGA (détenue à 50/50 avec l'énergéticien allemand EnBW) qui représentent un total d'environ 140 MW de capacité installée en 2018.

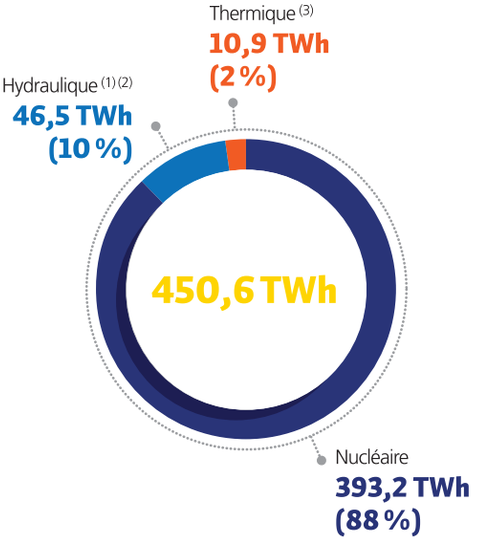
Capacité installée et production en France continentale - 2018



Capacité

Exprimé en mégawatts de puissance maximale couplée au réseau.

(1) Hors Corse et outre-mer, soit 437 MW en 2018. Hors capacités éoliennes de 12 MW et y compris capacités marémotrices de 240 MW.
(2) Hors Corse et outre-mer, soit en 1 621 MW en 2018.



Production

(1) Hors Corse et outre-mer, soit 1,7 TWh en 2018.
(2) Production pompage compris : la consommation d'électricité nécessaire au fonctionnement des STEP s'élève à 7,3 TWh en 2018, ce qui conduit à une production hydraulique nette de 39,2 TWh, et comprenant la production marémotrice de la rance 0,5 TWh.
(3) Hors Corse et outre-mer, soit 4,2 TWh en 2018.

Autres zones géographiques et filiales

A fin 2018, le Groupe dispose également d'une capacité installée de production électrique de 37,1 GW (pour une production d'électricité qui s'est établie en 2018 à 133,4 TWh) :

- via EDF Renouvelables (voir section 1.4.1.5.3 « EDF Renouvelables »), avec une capacité installée consolidée de 8 GW et une production d'environ 15 TWh ;
- via les Systèmes Energétiques Insulaires d'outre-mer avec une capacité installée de 2 GW et une production d'environ 6 TWh en 2018 (voir section 1.4.4.3 « Systèmes Energétiques Insulaires ») ;
- via EDF Energy au Royaume-Uni avec une capacité installée de 14 GW et 70 TWh produits en 2018 (voir section 1.4.5.1 « Royaume-Uni ») ;
- via Edison en Italie avec une capacité installée en électricité de 6 GW et près de 20 TWh produits en 2018 (voir section 1.4.5.2 « Italie ») ;
- dans le reste du monde avec une capacité installée consolidée de 4 GW et une production de 18 TWh (voir section 1.4.5.3 « Autre international ») ;
- via la contribution de Dalkia (voir section 1.4.6.1.1 « Dalkia »), hors production de chaleur, avec une capacité installée en électricité de 2 GW et une production électrique de 4 TWh en 2018.

(1) EDF hors Corse et outre-mer.
(2) Calcul fondé sur les statistiques d'ENTSO-E de 2017, les statistiques de l'année n'étant disponibles qu'au 30 avril de l'année suivante.
(3) 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 2018 constitue 88,7 % 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 37 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 30 ans ;
- le palier N4, le plus récent avec un âge moyen de 18 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 2018. Avec un âge moyen d'environ 33 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 2018 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	Sans objet	Gravelines 6	1985	2018	VD4
Fessenheim 2	1978	2011	Sans objet	Cruas 3	1984	2014	VD4
Bugey 2	1979	2010	VD4	Cruas 4	1985	2016	VD4
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	2018	VD4
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	2018	VD4
Dampierre 2	1981	2012	VD4	Saint-Alban 2	1987	2018	VD4
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	2018	VD4
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	2018	VD4	Civaux 1	2002	2011	VD2
Gravelines 5	1985	2017	VD4	Civaux 2	2002	2012	VD2

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 12 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 dernier 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 et assument 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 2018, 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 393,2 TWh en 2018, un volume en hausse de 14,1 TWh par rapport à celui de 2017.

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 × 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 71,1 % en 2018, est légèrement en hausse par rapport à celui de 2017 (68,55 %). C'est la résultante d'un Kd de 76,5 %, en baisse par rapport à 2017 (77,1 %) et d'un Ku de 92,8 %, en hausse par rapport à celui de 2017 (88,92 %).

En 2018, les performances de production ont été affectées par des avaries exceptionnelles et des aléas dimensionnants (pour environ 12,5 TWh), par des prolongations d'arrêt plus importantes que prévues (pour environ 5 TWh) et par des contraintes environnementales (pour environ 2 TWh). Les prolongations d'arrêt observées en 2018 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. Les pertes de performance liées aux indisponibilités fortuites (taux de 3,7 % en 2018 contre 3,26 % en 2017) ont augmenté en 2018 du fait de quelques avaries exceptionnelles. Sans celles-ci, le taux d'indisponibilité fortuite aurait été de 3 %. 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 principaux aléas techniques qui ont impacté la production en 2018 sont :

- la poursuite et la finalisation des activités permettant de redémarrer le réacteur de Paluel 2 après 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. L'épreuve hydraulique du circuit primaire principal a été réalisée et réussie le 20 avril 2018 et l'ASN a autorisé officiellement la divergence du réacteur n° 2 de Paluel le 13 juillet 2018. Paluel 2 a été recouplée au réseau le 23 juillet 2018 ;

(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.

- 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. L'examen exhaustif des dossiers de fabrication des composants installés sur les réacteurs nucléaires en fonctionnement donne lieu à la rédaction d'un dossier de synthèse par réacteur qui est transmis à l'ASN, pour instruction au plus tard deux mois avant le redémarrage du réacteur suite à son arrêt programmé. Comme avant chaque redémarrage de réacteur, l'ASN se prononce ensuite sur son autorisation de redémarrer. Fin 2018, les notes de synthèse des 58 réacteurs en exploitation ont été transmises à l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) selon les échéances prévues et, à fin janvier 2019, 54 réacteurs ont obtenu le feu vert de l'ASN pour redémarrer confirmant l'aptitude au fonctionnement en toute sûreté des composants concernés.

Suite au traitement de ces irrégularités sur les pièces forgées, EDF, conformément à la décision de l'ASN n° 2017-DC0664 du 15 décembre 2017, a étendu la revue de qualité à la documentation aux dossiers concernant les pièces moulées provenant de l'usine Creusot Loire. Aucune des anomalies détectées lors de l'inspection des 504 dossiers de fabrication concernés, ne remet en cause l'intégrité des équipements et leur capacité à exercer leurs fonctions en toute sûreté. Un rapport de synthèse a été transmis à l'Autorité de sûreté nucléaire fin 2018.

Concernant le cas particulier du générateur de vapeur n° 3 de Fessenheim 2, pour lequel une irrégularité avait été constatée en 2016 dans le dossier de forgeage de la partie basse et pour lequel un dossier d'étude complet avait été transmis à l'ASN début juillet 2017 avec les résultats du programme d'essais complémentaires engagé à l'automne 2016, un Groupe Permanent s'est tenu le 27 février 2018 et a donné un avis favorable à la remise en exploitation du générateur de vapeur de Fessenheim 2 concerné. Le 12 mars 2018, l'ASN a ainsi 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 23 mars, le site de Fessenheim a reçu l'autorisation de divergence du réacteur N° 2. Celui-ci a été recouplé au réseau le 9 avril 2018 :

- l'analyse et le traitement de la dégradation des manchettes thermiques (pièce mécanique située sous le couvercle de la cuve des réacteurs) constatée fin 2017 sur le réacteur de Belleville 2. Après étude de la nocivité de la dégradation observée, un dossier de réparation a été élaboré et mis en œuvre sur Belleville 2 qui a ainsi pu redémarrer le 12 avril 2018 et des contrôles ont été opérés sur les autres réacteurs du Parc lors des arrêts de tranche programmés. Pour quelques réacteurs 1 300 MW les contrôles ont montré que les réparations étaient nécessaires sur les arrêts de tranche en cours, conduisant à des prolongations de ces arrêts. Au total sur l'année 2018, cela aura eu un impact cumulé d'environ 10 TWh. L'ensemble des réacteurs aura été contrôlé fin avril 2019 ;
- la réalisation anticipée du nettoyage préventif des Générateurs de Vapeur de Dampierre 4 pour lesquels des contrôles préventifs réalisés lors de l'arrêt de tranche programmé ont mis en évidence un colmatage plus important que prévu sur les plaques entretoises N° 5 des 3 Générateurs de Vapeur.

Par ailleurs, EDF a poursuivi sa démarche de structuration pour garantir la maîtrise de la conformité matérielle de ses installations nucléaires. EDF a ainsi présenté à l'ASN un plan d'actions permettant de prioriser et d'organiser le traitement des écarts de conformité en tenant compte des enjeux de sûreté. Sa mise en œuvre mobilise l'ensemble des CNPE et des unités d'ingénieries nationales.

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. Le programme « Grand carénage » a été mis en place afin que le Groupe soit en capacité d'intégrer, avec ses partenaires industriels, 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. Le montant total d'investissements autorisé s'établit au maximum à 55 milliards d'euros$_{2013}$ (soit 60 milliards d'euros courants) sur la période 2014-2025 pour les 58 réacteurs du parc en fonctionnement [(1)].

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).

Les travaux d'optimisation conduits depuis (réduction et reports), ont permis de réviser à la baisse l'enveloppe initiale du programme à environ 45 milliards d'euros$_{2013}$ (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. Il a également été tenu compte d'une date de fermeture de la centrale de Fessenheim avant sa quatrième visite décennale.

Dans cette logique industrielle, la réduction des coûts est d'environ 6 milliards d'euros$_{2013}$ (soit 7,5 milliards d'euros courants) et le report au-delà de 2025 d'environ 3,8 milliards d'euros$_{2013}$ (soit 4,7 milliards d'euros courants) soit un total de près de 10 milliards d'euros$_{2013}$ (ou 12 milliards d'euros courants) par rapport à l'estimation initiale.

La contribution des reports à cette révision globale a ainsi été légèrement révisée à la hausse par rapport à 2017. En effet, si des gains supplémentaires ont été identifiés concernant les visites décennales et le déploiement du retour d'expérience de Fukushima (pour un total de 6,2 milliards d'euros$_{2013}$ ou 7,2 milliards d'euros courants), les remplacements de générateurs de vapeur et de gros composants (pour un total de 4 milliards d'euros$_{2013}$ ou 4,6 milliards d'euros courants) et les autres projets d'ingénierie (pour un total de 1,8 milliard d'euros$_{2013}$ ou 2,1 milliards d'euros courants), ils ont été compensés par une augmentation de l'ordre de 2 milliards d'euros courants, à compter de 2019, des investissements de maintenance courante, essentiellement du fait d'une meilleure identification des dépenses de contrôles périodiques devant faire l'objet d'une comptabilisation en investissements.

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 les conséquences financières. 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, conséquence 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.

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.

(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'euros$_{2013}$. Au sein des 74,73 milliards d'euros$_{2013}$ de dépenses d'investissement entre 2014 et 2030, 55 milliards d'euros$_{2013}$ 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.

À fin 2018 :

- les stators d'alternateurs ont été rénovés sur 47 tranches, pour un total de 49 tranches à rénover ;
- le programme de remplacement préventif des pôles de transformateurs principaux se poursuit. 126 pôles de transformateurs principaux sur 174 ont été remplacés, soit 72 % 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 est 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, en cohérence avec la révision de la programmation pluriannuelle de l'énergie (voir sections 1.4.1.1.5 « Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France » et 1.5.2 « Service Public 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 3.1.3.3.2 « 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).

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 environ 1 970 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 quatre en 16 ans). En 2018, ils s'élèvent à 18 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 (519 en 2018 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 en France »). 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 et a formulé quatre recommandations 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 etc.) ou interne (incendie etc.). 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 préfectures. En 2018, 4 exercices d'ampleur nationale ont été organisés. Le dernier exercice d'ampleur nationale relatif à la protection physique des installations (crise sécuritaire) a eu lieu en 2017 (programmation tous les deux ans).

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 appelée 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 2018

Comme en 2017, aucun événement majeur de sûreté ou de radioprotection n'est à déplorer en France.

En 2018, la DPNT d'EDF en France a déclaré 583 événements significatifs pour la sûreté (ESS) de niveau 0 sur l'échelle internationale INES, 74 ESS de niveau 1 et aucun de niveau 2.

Dans l'ensemble, les résultats 2018 sont comparables à ceux obtenus en 2017, avec un nombre moyen d'événements non classés (niveau 0) en légère baisse, à 10,05 ESS par réacteur, contre 10,38 en 2017, et un nombre moyen d'événements de niveau 1 par réacteur en légère augmentation, à 1,27 contre 1,13 en 2017.

Le nombre d'arrêts automatiques de réacteurs (AAR) continue de diminuer et atteint 0,31 AAR par réacteur (0,38 en 2017, 0,48 en 2016 et 0,66 en 2015).

Les résultats 2018 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 2018, la dose collective moyenne est de 0,67 homme-sievert par réacteur (soit une dose collective de 38,8 hommes-sieverts en 2018). La dosimétrie collective en 2018 est en hausse par rapport à 2017 (35,38 hommes-sieverts) du fait d'un volume d'activité plus important. EDF poursuit de façon volontariste la démarche ALARA (*As Low as Reasonably Achievable*) de maîtrise de la dosimétrie collective parallèlement à un volume de travaux induits par le projet industriel sur le parc en exploitation en augmentation. Compte tenu des niveaux déjà atteints, l'effort porte de préférence sur les centrales dont les résultats dosimétriques sont les moins bons, notamment en procédant à l'assainissement des circuits.

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 2018 et sur 12 mois glissants, un seul des intervenants (salariés d'EDF et des entreprises prestataires) a été exposé à une dose individuelle supérieure à 14 millisieverts (dépassement légèrement supérieur à 50 micro Sv).

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 :

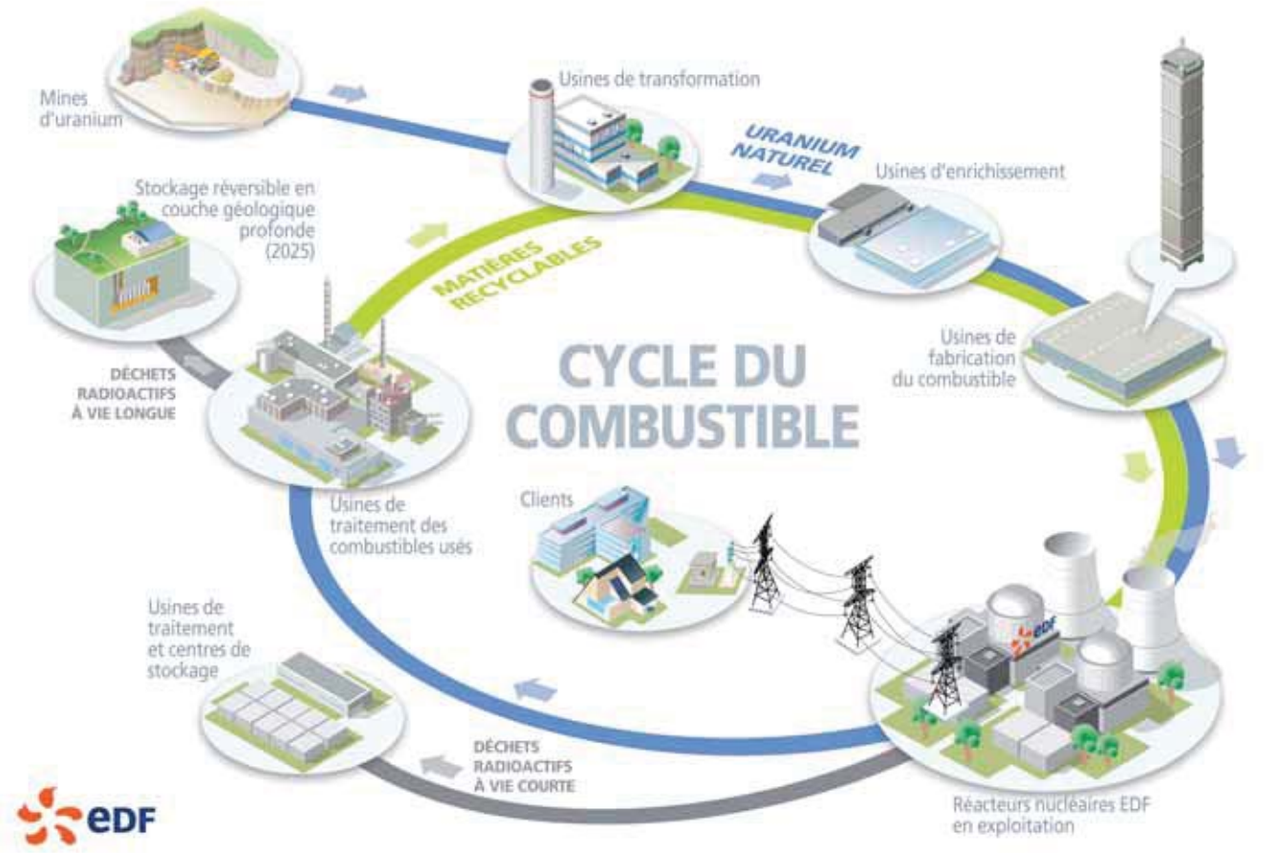
- l'amont du cycle : l'achat de concentrés issus du minerai d'uranium, la fluoration (ou conversion), l'enrichissement et la fabrication du combustible ;
- le cœur du cycle, qui correspond à l'utilisation en réacteur : la réception, le chargement, l'exploitation et le déchargement ; le combustible séjourne 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 travers de contrats pluriannuels. EDF acquiert l'essentiel des matières premières au stade de concentrés d'uranium (U_3O_8), les transformations en produits plus élaborés étant confiées aux industriels du cycle à travers des contrats de service (fluoration, 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.

1.

ÉTAPES DU CYCLE DU COMBUSTIBLE NUCLÉAIRE EN FRANCE



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).

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 pouvant atteindre 20 ans.

EDF a poursuivi en 2018 la sécurisation de ses approvisionnements à long terme auprès de plusieurs fournisseurs importants du marché.

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 Orano, ainsi que par les autres producteurs mondiaux, tels que Cameco au Canada, Converdyn aux États-Unis et Tenex en Russie.

(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 partie-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 (Étude 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 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.

La filière a été suspendue en 2013, dans l'attente de la disponibilité d'un nouveau schéma industriel.

En 2018, le Conseil d'administration a approuvé la relance d'une filière robuste, compétitive et performante, avec des premiers chargements d'assemblages prévus à l'horizon 2023, sous réserve de la réalisation des modifications techniques et de l'obtention des autorisations de l'autorité de sûreté nécessaires.

Les contrats correspondants ont été signés avec les fournisseurs respectifs au 2e trimestre 2018.

Dans l'attente de la reprise effective de la filière, l'uranium issu du retraitement est stocké sous forme stable.

La fabrication des assemblages de combustible

Les contrats avec les fournisseurs d'assemblages de combustible 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. 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.

L'édition 19-21 du PNGMDR fera l'objet d'un débat public en 2019. La Commission Nationale du Débat Public (CNDP) a nommé une Commission Particulière du Débat Public (CPDP) en mai 2018, pour préparer, organiser et animer ce débat.

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'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 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 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 Orano et Framatome 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 (la consommation électrique d'un million de personnes pendant un an génère environ 3 mètres cubes de déchets HAVL).

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 (plusieurs centaines de milliers d'années). 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 à partir de 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. En septembre 2018, dans la perspective du dépôt de la demande d'autorisation de création de Cigéo en 2019, un groupe d'expert a été mandaté par la DGEC pour faire un état des lieux de la gestion des bitumes selon 3 axes ; la connaissance des bitumes et de leur comportement, les procédés de neutralisation, et les dispositions liées à leur stockage.

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 »). 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 Soulaines dans l'Aube. Ce dossier a été soumis à l'avis de l'ASN. Actuellement, les travaux se poursuivent, dans le cadre du Plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs pour identifier les déchets qui y pourraient être accueillis. Par ailleurs, les études menées par EDF pour caractériser plus finement l'inventaire radiologique de ces déchets ont permis des gains significatifs qui permettent de réinterroger la possibilité de stocker une partie du graphite (notamment celui du réacteur de Chinon A2) dans le centre de surface existant.

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 Soulaines 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 2018 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 1er 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 ». 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 d'une part de l'investissement important, réalisé lors des troisièmes visites décennales ainsi qu'au titre des améliorations post-Fukushima, et compte tenu d'autre part 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.

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 1er 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).

La prolongation de la durée d'exploitation des tranches 900 MW sera mise en cohérence avec la révision en cours de la programmation pluriannuelle de l'énergie pour les périodes 2018-2023 et 2024-2028.

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. Elle 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.

Dans son courrier du 28 septembre 2018 relatif à la Note de Réponse aux Objectifs (NRO) du 4e réexamen périodique des tranches 900 MW, l'ASN considère que « les travaux entrepris et les dispositions prévues conduiront à des améliorations significatives de la sûreté des installations et contribueront à l'atteinte des objectifs du réexamen ». L'ASN prévoit de donner un avis générique en 2020. D'ici là, l'instruction se poursuit et EDF prend en compte les demandes complémentaires de l'ASN en termes d'études, de contrôles et de travaux.

En septembre 2018, EDF a également lancé, aux côtés de l'IRSN et de l'Association nationale des comités et commissions locales d'information (ANCCLI), une concertation publique d'une durée de 6 mois afin d'associer le grand public au débat et de lui permettre d'échanger avec des experts d'EDF, de l'ASN et de l'IRSN au cours de réunions publiques, organisées notamment par les Commissions Locales d'Information (CLI) des sites concernés. Une plate-forme numérique vient compléter les réunions publiques.

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 2018, 32 des 34 tranches de 900 MW ont passé leur troisième visite décennale. Pour 12 d'entre elles (Fessenheim 1 et 2, Bugey 2, 4 et 5, Tricastin 1, 2 et 3, Dampierre 1 et 2 et Gravelines 1 et 3), le processus d'échanges avec l'ASN est terminé (les avis et prescriptions de l'ASN ont été reçus). Les visites des deux dernières tranches, Chinon B3 et Chinon B4, sont programmées respectivement en 2019 et 2020.

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 intentionnelle d'attente pour décroissance radioactive, 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 un délai aussi court que possible dans des conditions économiquement acceptables, 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.

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.

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. Sa mise en service est prévue en 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 (première sortie du graphite à l'horizon 2044).

Le processus de déconstruction des centrales de Chooz A se poursuit, avec la mise en eau de la piscine réacteur de Chooz et la fin des découpes et extractions des internes de la cuve conformément au planning. 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 sans période d'attente intentionnelle 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 pour le démantèlement des Réacteurs à Eau sous Pression.

Suite à la mise en eau de la cuve de Creys-Malville à fin 2017, le processus de démantèlement s'est poursuivi par le chantier de construction de l'atelier de découpe des bouchons de la cuve du réacteur.

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 et d'excavation des terres de la station de traitement des effluents.

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. Le dossier de démantèlement complet a ainsi été déposé fin juillet 2018.

La stratégie industrielle du démantèlement des réacteurs UNGG a été profondément revue fin 2015 avec le passage d'un démantèlement sous eau à un démantèlement sous air, et tient 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 ont été confortés. 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).

La mise à jour du programme de démantèlement de ces derniers conduit désormais au séquencement suivant :

- construction d'un démonstrateur industriel pour tester les outillages qui seront utilisés lors du démantèlement sous air du premier caisson ;
- 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 ont été confortés. 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.

Le dossier de stratégie, 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. En 2018, l'ASN a fait part de ses principales questions et conclusions sur le dossier de stratégie UNGG. Le démantèlement sous air de l'ensemble des réacteurs, l'intérêt d'un démonstrateur industriel, et le planning du premier réacteur démantelé « tête de série » (Chinon A2) semblent acquis. Les échanges se poursuivent en revanche sur le planning de démantèlement des 5 autres réacteurs. Le planning proposé par EDF permet de disposer d'un retour d'expérience significatif (démantèlement d'un premier réacteur) avant de démarrer les phases les plus conséquentes. Bien que reconnaissant la nécessité de prise en compte d'un retour d'expérience pour la tête de série, l'ASN n'a pas exprimé à ce stade de convergence sur le planning dans son ensemble. EDF a été auditionné le 12 février 2019 par le collège des commissaires de l'ASN afin de présenter l'ensemble des éléments soutenant le calendrier retenu par EDF. Des projets de décision de l'ASN qui seront soumis à consultation du public sont attendus pour 2019.

Compte tenu des facteurs d'incertitude associés aux opérations complexes à engager (en particulier développement de méthodes et technologies nouvelles), les provisions sont fortement sensibles au séquencement des opérations, et au planning global du programme de démantèlement des six réacteurs. Si, *in fine*, l'Entreprise était amenée à modifier les plannings des opérations (raccourcissement du séquencement), ceci serait de nature à entraîner une augmentation du niveau des provisions.

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.

Pour rappel, 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, avait 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 et 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 avait 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 la demande d'abrogation serait 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 25 janvier 2019, le ministère de la Transition écologique et solidaire a publié le projet de programmation pluriannuelle de l'énergie pour les périodes 2019-2023 et 2024-2028 lequel précise que « la centrale nucléaire de Fessenheim devrait être arrêtée à l'horizon du printemps 2020 ».

Compte tenu de ce nouveau contexte, de nouvelles négociations ont été entamées visant à adapter certaines stipulations du projet de protocole et prévoyant notamment un découplage du calendrier entre la fermeture de Fessenheim et la mise en service de Flamanville 3, tout en préservant le droit à indemnisation d'EDF.

EnBW, partenaire d'EDF dans la centrale, pourrait 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.

(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 2e 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'Énergie 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 1ère 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 a permis 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 résultats de cette démarche détaillée ont conduit au 31 décembre 2016, à une diminution de la provision pour déconstruction de 451 millions d'euros$_{2016}$ ainsi qu'une augmentation de la provision pour gestion à long terme des déchets MAVL de 162 millions d'euros$_{2016}$ (voir 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 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 et incertitudes.

Installations de tiers : La Hague (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 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 2018 », note 45.2 « Composition et évaluation des actifs dédiés » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018).

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 2018 », note 45.4 « Situation de couverture des obligations nucléaires de long terme » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018).

1.4.1.2 Projets « Nouveau Nucléaire »

Voir aussi dans la section 2.1.5 « Risques spécifiques liés aux activités nucléaires du Groupe », le facteur de risque intitulé « Description 5D : en complément au risque de maîtrise des projets complexes (facteur de risque 4A), la réussite des projets EPR est conditionnée par des facteurs spécifiques d'ordre industriel, réglementaire et financier ».

1.4.1.2.1 Projet EPR de Flamanville 3

EDF assure pour compte propre la maîtrise d'ouvrage et la maîtrise d'œuvre du projet EPR (*European Pressurized water Reactor*) de Flamanville 3.

Interfaces avec l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) et autorisations administratives

L'instruction du dossier de Demande de Mise En Service déposé en mars 2015 rentre dans sa phase finale 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. Un groupe permanent d'experts s'est tenu à la fin du 1er semestre 2018 et s'est prononcé favorablement sur la démonstration de sûreté en vue de l'autorisation de mise en service de l'installation. Cette dernière reste toutefois soumise à l'instruction concernant les soudures du circuit secondaire principal, les conclusions des essais de démarrage et l'obtention de l'attestation de conformité à l'ESPN (1) de la chaudière.

La décision d'autorisation de mise en service partielle relative à la réalisation des essais à chaud a été émise par l'ASN. Le décret relatif aux rejets a également été mis à jour, permettant de réduire l'empreinte environnementale du chantier.

La demande d'autorisation de mise en service partielle visant à autoriser la réception du combustible est en fin d'instruction par l'ASN. Le projet de décision associé devrait être mis en consultation du public au premier semestre 2019.

Le 9 octobre 2018, EDF a envoyé à la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) la Demande d'Autorisation d'Exploiter.

(1) Équipement sous pression nucléaire.

Avancement de la réalisation sur site

Le chantier est toujours à un haut niveau d'activité avec près de 3 600 personnes présentes au quotidien sur le site.

À fin 2018, le taux de réalisation des montages électromécaniques est supérieur à 98 %, le solde de l'activité se faisant au fur et à mesure de l'avancement des essais d'ensemble.

Des jalons majeurs ont été franchis en 2018 :

- 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 sera en exploitation, ont été franchis ;
- l'épreuve enceinte du bâtiment réacteur a été réalisée avec succès en avril 2018. Cet essai est une épreuve en air destinée à vérifier le bon comportement mécanique de la structure du béton et de son étanchéité en portant la pression à l'intérieur du bâtiment à six fois la pression atmosphérique ;
- l'intégration d'une configuration de contrôle commande représentant environ 250 modifications a été achevé début septembre 2018, permettant de réaliser les essais à chaud avec une configuration cohérente et stable du contrôle commande.

À ce jour, les trois principaux enjeux de réalisation pour démarrer Flamanville 3 sont :

- la validation de la stratégie du traitement des soudures du circuit secondaire principal, puis la réussite des opérations de réparation, en lien avec les principales parties prenantes : l'Autorité de sûreté nucléaire, les partenaires et leurs sous-traitants ;
- une montée en cadence des essais pour réaliser en sécurité, en qualité et selon le planning, l'ensemble du programme d'ici au démarrage ;
- l'industrialisation des finitions et du transfert progressif de l'installation à l'exploitant *via* une nouvelle étape dans l'organisation du chantier pour optimiser au maximum la planification à court terme des activités.

Fabrication et qualité des équipements

À fin 2018, la quasi-totalité des équipements de la partie nucléaire comme de l'îlot conventionnel a été livrée et installée sur site. La situation sur la qualité des équipements du circuit primaire fabriqués par Framatome a évolué comme suit :

Cuve

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 1er semestre 2017 sur la base d'un dossier produit par Framatome, sous la surveillance d'EDF. 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.

L'ASN a autorisé le 9 octobre 2018 :

- 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, en limitant sa durée de vie à 2024, sauf à démontrer la faisabilité technique de contrôles comparables au fond de cuve.

EDF mène actuellement un projet de développement d'inspection en service du couvercle, afin de revenir courant 2019 vers l'ASN pour demander à conserver le couvercle actuel en cas de faisabilité industrielle de ce type d'opération. À défaut d'une telle autorisation, les coûts engagés pour la fabrication d'un couvercle de substitution pourraient rester, en tout ou partie, à la charge d'EDF. Ils ne sont pas intégrés dans l'objectif de coût de construction compte tenu du fait qu'ils surviendraient, le cas échéant, postérieurement à la mise en service. Par ailleurs, une procédure d'arbitrage a été engagée à ce sujet par EDF à l'encontre d'AREVA SA.

Problématique de l'exclusion de rupture et des écarts de qualité sur les soudures du circuit secondaire principal

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 secondaire principal 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 [(1)].

Or, ces exigences ont été appliquées au stade de la conception, mais n'ont pas été correctement intégrées dans la réalisation des soudures. Le non-respect de ces exigences n'implique pas nécessairement la non-conformité à la réglementation des équipements sous pression nucléaire.

À partir du 21 mars 2018, EDF a également détecté des écarts de qualité dans la réalisation de soudures sur les tuyauteries du circuit secondaire principal de l'EPR de Flamanville, à l'occasion de la visite complète initiale. La visite complète initiale est une étape réglementaire, préalable à la mise en service de l'installation, qui consiste notamment en un examen des soudures des circuits primaire et secondaire. Elle permet de réaliser un état initial de référence de l'installation avant son exploitation.

Conformément aux procédures industrielles, les soudures avaient été contrôlées par le groupement des entreprises en charge de la fabrication du circuit. Le groupement des entreprises les avait déclarées conformes, au fur et à mesure de leur réalisation.

EDF a déclaré le 10 avril 2018 [(2)] à l'ASN, un événement significatif relatif à la détection d'écarts dans le contrôle de la réalisation de ces soudures (une partie du circuit secondaire principal étant déjà concernée par l'écart relatif à la bonne application des exigences « d'exclusion de rupture »).

EDF a alors engagé au deuxième trimestre 2018 un nouveau contrôle de l'ensemble des 150 soudures concernées du circuit secondaire principal.

Sur l'ensemble des 150 soudures contrôlées :

- 33 soudures présentant des écarts de qualité doivent faire l'objet d'une réparation. Sur le site, les activités de reprise des soudures présentant des écarts de qualités ont débuté fin juillet 2018 ;
- EDF a, par ailleurs, décidé de refaire 20 soudures, même si elles ne présentaient pas de défaut, ces soudures ne respectant pas les exigences « d'exclusion de rupture » définies par EDF au moment de la conception de l'EPR. Les dossiers de remise à niveau des premières soudures ont été transmis à l'ASN et les activités de soudures sur site ont débuté en novembre 2018 ;
- Pour 10 autres soudures, EDF a proposé à l'ASN une démarche de justification spécifique permettant de confirmer le haut niveau de sûreté de l'installation tout au long de son exploitation. Après analyse définitive, ce nombre a été ramené à huit. Par ailleurs, il est apparu après contrôle qu'une de ces huit soudures présente un défaut de qualité de réalisation de petite taille. La démarche de justification spécifique mentionnée plus haut fera l'objet d'une instruction approfondie par l'ASN dans les mois à venir.

(1) 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.

(2) Voir communiqué d'EDF du 10 avril 2018 « EDF détecte des écarts de qualité sur certaines soudures du circuit secondaire principal de l'EPR de Flamanville et lance des contrôles complémentaires ».

Calendrier de mise en service et coût de construction

Le 25 juillet 2018 [1], le Groupe a présenté un point d'étape sur ces contrôles et ajusté en conséquence le planning et l'objectif de coût de construction :

- l'objectif de chargement du combustible a été fixé à la fin du 4e trimestre 2019, avec un démarrage des essais à chaud alors prévu fin 2018 ;
- l'objectif du coût de construction a été porté de 10,5 à 10,9 milliards d'euros [2].

Le 21 janvier 2019 [3] EDF a annoncé que le planning des essais à chaud avait été revu avec un démarrage attendu durant la 2e quinzaine de février 2019. Ces essais à chaud ont démarré le 22 février 2019.

Le calendrier et l'estimation du coût de construction restent tendus. Ils intègrent un calendrier d'autorisations administratives de l'ASN décrit ci-dessus, qui dépend notamment de l'aboutissement de l'instruction des modalités envisagées par EDF pour le traitement des soudures du circuit secondaire principal, comme indiqué dans le communiqué publié par le Groupe le 31 janvier 2019 [4].

Le Président de l'ASN a indiqué le 29 janvier 2019 que l'ASN se prononcera sur le programme de validation des soudures du circuit secondaire principal en mai 2019 et que « s'il s'avère finalement que les huit soudures situées au niveau de l'enceinte doivent être refaites elles aussi, les délais ne pourront pas être tenus ». Un point précis sur l'avancement du chantier EPR de Flamanville, notamment sur son calendrier et son coût de construction, sera donc effectué après la publication de l'avis de l'ASN. EDF n'est pas, à ce stade, en mesure d'évaluer l'impact d'une décision de l'ASN qui ne validerait pas l'approche proposée.

Le 11 mars 2019, EDF a adressé ministère de la Transition écologique et solidaire une demande de modification du décret d'autorisation de création (DAC) pour porter l'échéance de la mise en service du réacteur au 11 avril 2023 à titre conservatoire.

1.4.1.2.2 Autres projets « Nouveau Nucléaire »

Royaume-Uni

Au Royaume-Uni, EDF Energy possède 66,5 % du projet de construction de deux centrales nucléaires sur le site de Hinkley Point, 33,5 % restant étant détenu par China General Nuclear Power Corporation (CGN). La société de projet *Nuclear New Build* assure la maîtrise d'ouvrage du projet et la Direction Ingénierie et Projets Nouveau Nucléaire (DIPNN) assure les études de conception.

EDF développe également, dans le cadre du partenariat avec CGN, deux projets de construction nucléaire au Royaume-Uni : Sizewell C et Bradwell B.

Voir la section 1.4.5.1.2.5 « Division Nouveau Nucléaire ».

EPR de Taishan

En Chine, EDF est actionnaire à hauteur de 30 % de la société TNPJVC (Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Limited), société qui a pour objet la construction et l'exploitation de 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 2018, la tranche 1 a franchi les jalons majeurs de la mise en service :

- chargement du combustible en cuve ;
- couplage au réseau électrique ;
- atteinte de la pleine puissance ;
- mise en service commerciale, annoncée le 13 décembre 2018, qui a fait de la centrale nucléaire de Taishan le premier EPR au monde à entrer en exploitation commerciale.

La tranche 2 a passé plusieurs jalons importants de la phase des essais d'ensemble. Le soutien technique d'EDF au projet Taishan s'est poursuivi tout en capitalisant le retour d'expérience de ces activités pour les autres projets EPR.

Concernant la tranche 2, plusieurs essais majeurs ont été effectués. Les essais d'ensemble à froid, comprenant l'épreuve hydraulique du circuit primaire, ont été achevés en juillet 2018 ; le test d'étanchéité de l'enceinte interne a été réalisé avec succès en octobre 2018 et les essais à chaud se sont terminés en janvier 2019.

La dynamique du projet EPR de Taishan va se poursuivre en 2019 pour la tranche 2 avec la préparation du chargement du combustible en cuve. L'enjeu du 1er semestre 2019 concerne la délivrance par l'autorité de sûreté chinoise de l'autorisation de démarrage.

(1) Voir communiqué EDF du 25 juillet 2018 « Soudures du circuit secondaire principal de l'EPR de Flamanville : EDF met en place des actions correctives et ajuste le planning ainsi que l'objectif de coût de construction ».

(2) En euros 2015, hors intérêts intercalaires.

(3) Voir communiqué EDF du 21 janvier 2019 « EPR de Flamanville : point d'actualité » sur le planning des essais à chaud.

(4) Voir communiqué EDF du 31 janvier 2019 « EPR de Flamanville : point d'actualité » sur les déclarations de l'ASN.

À ce jour, la mise en service commerciale de la tranche 1 s'est effectuée sur la base d'un tarif provisoire, inférieur aux attentes d'EDF. Les discussions entre les producteurs d'électricité et les autorités chinoises arrêteront le tarif définitif qui s'appliquera aux centrales nucléaires de 3e génération avec effet rétroactif par rapport à la date de mise en service commerciale.

EPR 2

EDF a remis un dossier d'option de sûreté du projet « EPR Nouveau Modèle » (EPR NM) fin 2016 à l'Autorité de sûreté nucléaire qui a procédé à son instruction en 2017. Début 2018, le groupe permanent d'expert pour les réacteurs nucléaires a remis ses conclusions sur ce dossier d'option de sûreté. En particulier, il « constate que la plupart des évolutions de conception retenues pour le projet EPR NM tiennent compte des enseignements tirés du retour d'expérience du réacteur EPR Flamanville et du parc en fonctionnement ainsi que des enseignements tirés de l'accident de Fukushima Daiichi » et « considère que les options de conception retenues pour le projet EPR NM, complétées ou modifiées à la lumière des discussions intervenues au cours de l'instruction technique qui ont conduit à de nombreux engagements, sont de nature à assurer un niveau de sûreté au moins équivalent à celui du réacteur EPR Flamanville 3 et conforme aux recommandations du guide ASN n° 22 (relatif à la conception des réacteurs à eau sous pression) ».

En parallèle de l'instruction du dossier de sûreté par l'ASN, les travaux menés par EDF et Framatome sur le projet EPR NM ont permis de figer fin 2017 la configuration technique d'un modèle qui pourrait remplacer les réacteurs du parc nucléaire actuellement en exploitation en France et, à terme, élargir l'offre de la filière nucléaire française à l'export. À cette occasion, le projet EPR NM a été rebaptisé « EPR 2 ». Cette configuration technique intègre, par anticipation, la plupart des recommandations émises par le groupe permanent d'expert pour les réacteurs nucléaires au cours de son instruction du dossier de sûreté de l'EPR NM.

Sur la base des conclusions du groupe permanent et des réponses aux questions apportées par EDF, l'ASN devrait émettre un avis début 2019 sur le dossier d'option de sûreté déposé par le projet EPR 2 en 2016.

Préparation d'un programme de nouveaux réacteurs nucléaires en France

Le gouvernement a publié le 25 janvier 2019 les orientations de la programmation pluriannuelle de l'énergie. Conformément à ces orientations, le gouvernement a indiqué qu'il conduirait avec la filière nucléaire d'ici mi-2021 un travail d'instruction visant à être en mesure de statuer sur l'opportunité d'un programme de renouvellement des installations nucléaires en France. Le contrat de filière signé le 28 janvier 2019 par l'État et le Comité stratégique de filière nucléaire (CSFN) comporte un volet relatif à la préparation des capacités industrielles nécessaires à la performance d'un programme de construction de nouveaux réacteurs en France.

Afin de s'inscrire dans cette démarche, EDF a engagé la préparation de propositions économiques et industrielles sur la base de la technologie EPR 2. EDF fournira ainsi les éléments permettant aux pouvoirs publics de définir un cadre de régulation approprié pour assurer le financement d'un tel programme industriel.

Projets en développement

EDF a signé en mars 2018 un accord de coopération industrielle non engageant avec l'électricien national indien *Nuclear Power Corp of India Ltd*. (NPCIL) pour la construction de 6 réacteurs EPR en Inde sur le site de Jaitapur. Cet accord définit le schéma industriel, les rôles et responsabilités des partenaires ainsi que les prochaines étapes du projet, dont notamment la fourniture par EDF et Framatome de l'ensemble des études et d'équipements de l'îlot nucléaire. Une offre préliminaire technique et commerciale a été remise en mai 2018 sur le périmètre d'activité EDF. En soutien au projet Jaitapur, EDF et General Electric ont signé en juin 2018 un accord de coopération stratégique pour un partenariat de long terme sur la construction des îlots conventionnels des 6 réacteurs. Une offre complète conditionnée, non engageante, a été remise au client fin 2018 par EDF et ses partenaires.

EDF participe également au processus compétitif initié en Arabie Saoudite par K.A.CARE (*King Abdullah City for Atomic and Renewable Energy*) pour un projet de construction de deux réacteurs. Au terme d'une première phase, EDF a été notifiée par K.A.CARE en juin 2018 de sa sélection pour la phase suivante du processus.

Dans le segment de la moyenne puissance, EDF s'appuie sur ses partenariats historiques avec la Chine (CGN) et le Japon (MHI). Le Groupe compte profiter des opportunités de marché, avec deux technologies de moyenne puissance (UK HPR1000 avec CGN et ATMEA1 avec MHI). Sur la technologie UK HPR1000, EDF et CGN collaborent dans le cadre d'une co-entreprise (GNS) pour la certification de cette technologie par l'autorité de sûreté britannique.

Sur l'ensemble de ces nouveaux projets de développement hors de France et du Royaume-Uni, le groupe EDF vise à se positionner comme un fournisseur de technologie et un partenaire industriel. Il pourrait à cet égard s'exposer à des risques liés à la maîtrise des projets mais sans engager son bilan en tant qu'investisseur en fonds propres.

1.4.1.2.3 Transformation numérique de l'ingénierie nucléaire (programme SWITCH)

Lancé en juillet 2017, ce programme 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. Il s'agit d'un programme transverse, impliquant l'ensemble des acteurs de la filière nucléaire au sein du groupe EDF, y compris 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, grâce notamment à 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, l'appel l'offre lancé en 2017 a permis de retenir au 2e trimestre 2018 Dassault Systèmes en tant que fournisseur de la solution PLM (*Product Lifecycle Management*) et Cap Gemini en tant qu'intégrateur sur le périmètre des outils PLM (*Plant Life Management*).

Le programme SWITCH est rentré au 4e trimestre 2018 dans sa phase opérationnelle avec le lancement des travaux de transformation sur les premiers périmètres dont ESPN (Equipements sous pression nucléaires), RTI (Référentiel technique de l'ingénierie), EPR 2 et HPC.

1.4.1.3 Framatome

Framatome est un acteur international majeur de la filière nucléaire, dont les activités couvrent la conception et la réalisation de la chaudière nucléaire, ainsi que la conception, la fourniture et l'installation des équipements, des systèmes de contrôle-commande et du combustible. Framatome accompagne ses clients jusqu'à la mise en service du réacteur et propose tous les services associés.

Avec plus de 14 000 collaborateurs à travers le monde, Framatome met son expertise au service de ses clients pour leur permettre d'améliorer la sûreté et la performance de leurs centrales nucléaires et de contribuer à atteindre leurs objectifs économiques et sociétaux.

Framatome dispose d'une présence industrielle significative en France (17 sites), en Allemagne (4 sites), aux États-Unis (7 sites) et en Chine (8 sites). L'entreprise est par ailleurs implantée industriellement ou commercialement en Afrique du Sud, en Argentine, au Brésil, en Bulgarie, au Canada, en Corée du Sud, en Espagne, en Hongrie, au Japon, en République Tchèque, au Royaume-Uni, en Russie, en Slovaquie, au Kazakhstan, en Suède et en Ukraine.

Framatome, détenue par EDF (75,5 %), Mitsubishi Heavy Industries (MHI - 19,5 %) et Assystem (5 %), est intégrée dans les comptes consolidés du groupe EDF depuis le 31 décembre 2017.

1.4.1.3.1 Stratégie, marché et opportunités commerciales de Framatome

La stratégie de Framatome est centrée sur son cœur de métier de chaudiériste, et vise à proposer des solutions sûres et compétitives, à les industrialiser et exécuter les projets dans une logique de filière industrielle.

Framatome accompagne son développement en s'appuyant sur cinq axes stratégiques : une expertise reconnue et durable, la performance dans l'exécution, une organisation agile, des solutions sûres et compétitives et un développement international.

La société dispose d'une base clients comprenant des acteurs de référence de l'énergie à l'international et intervient sur plus de 250 réacteurs dans le monde.

L'expérience de Framatome sur des réacteurs de tous types de technologies permet de répondre aux besoins spécifiques de ses clients dans le monde entier.

Avec un parc mondial existant de 450 réacteurs représentant près de 392 GWe en service dans 32 pays [(1)], et des nouvelles capacités nucléaires à venir, le marché nucléaire offre des opportunités dans le domaine du combustible, de la modernisation et des services. Framatome a l'ambition de développer ses parts de marché par une offre différenciante et des partenariats à l'export.

1.4.1.3.2 Activités de Framatome

Bénéficiant d'une expérience de 60 ans dans la conception et la construction de centrales nucléaires, Framatome est présente à chaque étape du processus, sur tous types de technologies de réacteurs. S'appuyant sur l'expertise d'ingénieurs et d'opérateurs hautement qualifiés, la société a participé à plus de 90 projets de centrales nucléaires à travers le monde.

Ingénierie

Les experts de Framatome sont spécialisés dans la conception des principaux équipements des chaudières nucléaires, la métallurgie et la mécanique, la neutronique, les calculs scientifiques, la mécanique des fluides et les analyses de risques et de sûreté. Les prestations de Framatome en ingénierie incluent le cœur de la centrale, dit « îlot nucléaire » et les principaux composants du circuit primaire tels que les générateurs de vapeur, les pompes, le pressuriseur ou la cuve du réacteur nucléaire. Ses spécialistes et techniciens sont mobilisés et interviennent notamment pour des projets majeurs de construction de nouveaux réacteurs de type EPR.

Fabrication d'équipements

Les composants de Framatome équipent plus de 100 centrales dans 11 pays. Dans ses usines du Creusot, de Saint Marcel et de Jeumont, en France, Framatome produit les équipements clés de la chaudière nucléaire pour des électriciens du monde entier, destinés à équiper les centrales en construction ou à remplacer les équipements des centrales en exploitation. L'entreprise fabrique des équipements lourds (cuves de réacteur, générateurs de vapeur, etc.) et mobiles (groupes motopompes primaires et mécanismes de commande de grappes) de haute technicité. Depuis 1970, près de 10 000 composants ont été produits sur ses sites de fabrication par les forgerons, les usineurs, les techniciens matériaux, les techniciens essais mécaniques, les chaudronniers et les soudeurs de Framatome.

En 2018, l'entreprise a poursuivi la montée en puissance des fabrications de son usine bourguignonne du Creusot, spécialisée dans la fabrication de composants lourds pour l'industrie nucléaire, en recevant fin janvier le feu vert de l'Autorité de sûreté nucléaire française (ASN) et d'EDF pour reprendre la fabrication de pièces forgées pour le parc nucléaire français. L'usine du Creusot fournira par ailleurs les principaux composants forgés pour des projets de nouvelles constructions à l'étranger, notamment pour le projet de réacteurs EPR d'Hinkley Point C au Royaume-Uni, ainsi que des pièces pour des composants de remplacement destinés aux réacteurs français.

Systèmes de contrôle-commande

Framatome conçoit, réalise et installe des solutions d'instrumentation nucléaire et de contrôle-commande fiables pour des centrales en exploitation ou en construction. Ses solutions vont des systèmes de contrôle-commande de sûreté aux systèmes de contrôle-commande opérationnel, de l'instrumentation nucléaire aux solutions de maintien en condition opérationnelle, des simulateurs à l'expertise internationale en ingénierie du contrôle-commande, de la conception d'interface homme-machine à l'ingénierie des facteurs humains. Framatome a installé plus de 300 systèmes d'instrumentation et de contrôle-commande complets sur des réacteurs de tous types dans le monde.

En 2018, Framatome a notamment finalisé la modernisation du système de contrôle-commande numérique de la centrale néerlandaise de Borssele, exploitée par EPZ (Elektriciteits-Productiemaatschappij Zuid-Nederland). Le projet a débuté en 2014 et incluait l'installation d'un nouveau système de commande et de régulation de puissance du réacteur.

Framatome fournit également, pour le réacteur 3 de la centrale chinoise de Tianwan, un système de contrôle-commande (I&C) complet, basé sur sa plateforme éprouvée TELEPERM XS, l'instrumentation correspondante, les armoires d'alimentation électrique I&C et le système de contrôle-commande opérationnel.

(1) Source : CEA – Élecnuc – Édition 2018, chiffres au 31 décembre 2017 (www.cea.fr/multimedia/Documents/publications/ouvrages/Elecnuc-2018.pdf).

Combustible

Framatome assure la conception, le développement et la fabrication des assemblages de combustible pour des réacteurs à eau pressurisée, des réacteurs à eau bouillante et des réacteurs de recherche. La Société intervient sur l'ensemble du processus : de la conception de l'assemblage, à la production du zirconium et de ses alliages – un matériau clé dans la production de combustibles – en passant par la fabrication et les services associés, jusqu'aux interventions dans les centrales nucléaires. L'entreprise réalise les calculs permettant d'améliorer la gestion et la performance de ses assemblages, tout en répondant aux exigences de sûreté les plus élevées. Plus de 226 000 assemblages de combustible de Framatome sont chargés dans plus de 100 réacteurs en exploitation dans le monde.

Framatome et le groupe chinois CNNC, par le biais de leur co-entreprise CAST, ont livré en 2018 le premier lot de tubes de gainage de combustible pour la tranche n° 5 de la centrale nucléaire chinoise de Fuqing, de type « Hualong-1 ». Ces tubes en alliage de zirconium contribueront à l'exploitation sûre et performante du réacteur. Après 2 ans de production continue et stable, 51 494 tubes de gainage (198 km – correspondant à 185 assemblages combustible) seront livrés par l'usine CAST.

L'entreprise a signé également en 2018 un contrat avec Talen Energy pour fournir à la centrale nucléaire de Susquehanna, aux États-Unis, son nouveau combustible ATRIUM 11. L'entreprise livrera en janvier 2021 les six premières recharges de combustible à la centrale située à Berwick, en Pennsylvanie.

Mise en service et autorisation d'exploitation des centrales nucléaires

Framatome a acquis une expérience internationale au contact des autorités de sûreté pour tous les types de réacteurs existants dans le monde. L'entreprise vient ainsi en soutien aux exploitants dans leurs relations avec leur autorité de sûreté et dans l'application de la réglementation existante dans leur pays d'implantation. En France, Framatome a développé une expertise dans l'application de l'arrêté relatif aux équipements sous pression nucléaires (ESPN). La société met par ailleurs à disposition de ses clients internationaux des centres techniques où sont réalisés de nombreux essais chaque année pour qualifier leurs équipements et les accompagne dans la préparation des études de qualification et de la préparation de la documentation associée.

Maintenance, modernisation et prolongation de l'exploitation des centrales en service

Framatome propose des solutions et des services innovants pour maintenir et moderniser les centrales nucléaires existantes ainsi que pour prolonger leur durée d'exploitation, tout en garantissant leur sûreté, leur performance et leur disponibilité. Framatome s'appuie sur 60 ans d'expérience internationale appliquée à tous types de technologies et à la maintenance de plus de 250 réacteurs dans le monde. Ses équipes apportent leurs savoir-faire et leurs connaissances des exigences en matière de maintenance, de remplacement de composants, d'inspections et de contrôles, d'opérations de rechargement du combustible, ou encore d'optimisation de la gestion des arrêts des réacteurs pour maintenance. Ses activités couvrent notamment la fourniture d'assemblages de combustible et des services associés, la gestion des équipements et des pièces de rechange, la modernisation du contrôle-commande et de l'instrumentation ainsi que les services de chimie et de radiochimie.

En 2018, Framatome a achevé la rénovation de 31 moteurs de groupe motopompe primaire pour trois centrales nucléaires situées dans le sud-est des États-Unis. De 2002 à mai 2018, l'entreprise a modifié et modernisé ces composants avec pour résultat une fiabilité de 100 % et une performance record de zéro défaillance depuis leur réinstallation. Les moteurs des groupes moto-pompes primaires permettent la circulation du fluide de refroidissement autour du circuit primaire du cœur d'un réacteur nucléaire.

Cette même année, Framatome, Bureau Veritas et Doosan Babcock ont créé EQUALLE™, une alliance en charge de la qualification des équipements nucléaires au Royaume-Uni.

Conduite des grands projets

Framatome participe à la réalisation de projets de construction de réacteurs nucléaires : de la conception aux approvisionnements et à leur mise en service. Ses équipes sont mobilisées pour répondre aux standards de sécurité les plus stricts et pour satisfaire les demandes de ses clients en s'appuyant sur ses savoir-faire en conduite de projets complexes. Dans le cadre de nouvelles constructions, l'entreprise propose des solutions sur le périmètre de l'îlot nucléaire. Framatome participe aux côtés d'EDF à la construction et la mise en service de 5 réacteurs EPR dans le monde : en France (Flamanville 3), en Chine (Taishan 1 & 2) et au Royaume-Uni (Hinkley Point C, deux réacteurs).

EDF et Framatome ont une filiale d'ingénierie commune, Edvance, pour les projets de construction de nouvelles centrales nucléaires en France et dans le monde, créée en 2017 (voir aussi section 1.1 « Histoire et évolution de la Société »).

1.4.1.3.3 Principales réalisations de Framatome en 2018

En janvier, Framatome a signé avec son partenaire chinois CNNC un accord de développement commun ayant pour objectif d'étendre leur coopération dans les domaines de la conception, de l'ingénierie et des services relatifs au combustible nucléaire ; d'accroître leur collaboration dans les systèmes de contrôle-commande numérique pour les centrales nucléaires et d'intensifier leur coopération dans la maintenance et les mises à jour de sûreté et opérationnelles des centrales existantes. Parallèlement, le renouvellement d'un contrat majeur dans le domaine des composants pour les assemblages de combustible a été signé avec CNEIC (filiale de CNNC) pour une période de dix ans.

Le même mois, aux États-Unis, Lightbridge et Framatome ont lancé la co-entreprise Enfission, détenue à parts égales, en vue de développer, fabriquer et commercialiser des assemblages de combustible basés sur la technologie de combustible nucléaire métallique de Lightbridge ainsi que sur la propriété intellectuelle associée relative au combustible nucléaire de pointe.

Framatome a finalisé en février l'acquisition de l'activité de contrôle-commande (I&C) nucléaire de Schneider Electric. Grâce à cette opération, Framatome développe son expertise d'ingénierie et élargit son portefeuille de solutions d'I&C.

En avril, Framatome a signé un contrat avec Vattenfal pour la livraison, entre 2021 et 2024, de dix recharges d'assemblages de combustible destinées aux réacteurs nucléaires suédois de Forsmark 3 et Ringhals 3 et 4. Ces contrats prévoient des options supplémentaires de deux recharges pour chaque réacteur après 2024.

Framatome a signé en mai un contrat de plusieurs millions de dollars avec Dominion Energy pour l'entretien des générateurs de vapeur de l'ensemble de son parc de réacteurs nucléaires aux États-Unis. Ces travaux d'inspection et de maintenance sont programmés lors de huit arrêts de tranches intervenant entre 2018 et 2020.

Fin juin, l'unité 1 de la centrale chinoise de Taishan a réalisé sa première connexion au réseau, avec l'accompagnement de Framatome. À la suite de la première criticité atteinte le 6 juin, il s'agit du premier réacteur EPR dans le monde à produire de l'électricité.

Framatome a également signé en septembre 2018 un contrat de rénovation du contrôle-commande du parc des réacteurs 900 MWe d'EDF, en France. Dans la continuité des études déjà lancées et en cours depuis 2015, les premières opérations sur site démarreront à partir de 2019 à l'occasion des quatrièmes visites décennales des réacteurs du palier 900 MWe.

En novembre, Framatome a signé un protocole d'accord dans le cadre du programme de prolongement de la durée d'exploitation des réacteurs nucléaires de Bruce Power au Canada, portant sur la fourniture de solutions innovantes et la réalisation de nouvelles prestations pour l'électricien.

1.4.1.3.4 Installations nucléaires

Installations Nucléaires de Base (INB)

Deux installations nucléaires de base (INB) se trouvent sur le site Framatome de Romans, l'INB n° 63 (fabrication d'éléments combustibles pour les réacteurs de recherche - CERCA) et l'INB n° 98 (fabrication d'assemblages de combustible pour les centrales nucléaires). Par ailleurs, en juillet 2018, l'usine de la SOMANU (SOciété de MAintenance NUcléaire), au sein de la *Business Unit* Base Installée de Framatome, est passée du régime des INB à celui des Installations Classées pour la Protection de l'Environnement (ICPE).

Résultats 2018 en matière de sûreté nucléaire [1]

Comme en 2017, aucun événement majeur de sûreté ou de radioprotection n'est à déplorer sur le site de Framatome de Romans-sur-Isère ni sur celui de la SOMANU.

En 2018, le site Framatome de Romans-sur-Isère a déclaré 16 événements significatifs pour la sûreté (ESS) de niveau 0 sur l'échelle internationale INES, 4 ESS de niveau 1 et aucun de niveau 2. Le nombre d'événements déclarés est stable par rapport à 2017.

Aucun événement déclaré pour l'année 2018 n'a eu de conséquence pour les travailleurs, le public ou l'environnement.

Les résultats 2018 détaillés sur la sûreté nucléaire sont publiés dans le rapport annuel établi par l'Inspecteur Général de la sûreté nucléaire ainsi que dans le rapport TSN du site Framatome de Romans-sur-Isère et disponible sur le site www.framatome.com.

Actifs dédiés

Des actifs dédiés ont été constitués pour couvrir les engagements nucléaires de long terme (voir section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2018 », note 45.6 « Actifs dédiés de Framatome et SOCODEI » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018).

1.4.1.4 Production thermique en France continentale

Dans un contexte de stagnation de la consommation France en 2018 (- 1 %), la production électrique à partir de combustibles fossiles a chuté, jouant son rôle de « groupe de bouclage ».

La production d'électricité générée par EDF à partir de son parc de centrales thermiques en France continentale a représenté, en 2018, environ 2,5 % de sa production totale d'électricité. Ce parc dispose à cette même date d'une puissance installée en fonctionnement de 5 525 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.

1.4.1.4.1 Le parc de production thermique d'EDF en France continentale

Au 31 décembre 2018, 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 31/12/2018	Capacité totale *(en MW)*	Année de mise en service	Production *(en TWh)* Au 31/12/2018	Au 31/12/2017
Charbon	580	3	1 740	en 1983 et 1984	3,9	6,1
Fioul	-	-	-	-	-	0,5
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	0,2	0,5
Cycles Combinés Gaz	427	1	427	en 2011		
	465	2	930	en 2012 et 2013		
	585	1	585	en 2016	6,9	9,0

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.

Les tranches charbon 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 a été installé en 2018. Les essais réalisés en 2018 ont démontré la faisabilité d'une co-combustion à hauteur de 80 % biomasse dans les chaudières charbon EDF et la capacité du pilote à produire des pellets de biomasse par le procédé d'explosion vapeur.

Ce projet, appelé « Ecocombust », s'inscrit dans l'esprit du Plan climat de juillet 2017, de la Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC) et du projet de programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), qui prévoient l'arrêt de la production d'électricité à base de charbon d'ici 2022 et le développement des ressources de biomasse. Le 24 janvier 2019, EDF et le ministère de la Transition écologique et solidaire ont validé un programme de travail préalable à une décision sur le projet Ecocombust. Ce programme de travail doit permettre de qualifier en 2019, les essais techniques, les études d'impact sur l'environnement et le modèle économique du projet. Sous réserve de conclusions satisfaisantes sur les plans

(1) L'objectif de Framatome est de détecter, déclarer et traiter au plus juste tous les écarts et anomalies survenant dans le cadre de ses activités. Cet indicateur vise à renforcer encore le partage d'expérience, à élargir les analyses et l'importance accordée aux signaux faibles. Les évènements déclarés au niveau 0 de l'échelle INES sont des écarts de sûreté, considérés comme des « signaux faibles », dont la prise en compte est essentielle à une démarche de progrès continu pour une meilleure maîtrise de la prévention des risques dans la conduite des activités. Afin de favoriser la remontée des « signaux faibles » et le partage d'expérience, Framatome détecte et enregistre tout écart. L'analyse de ce dernier, par la Filière Indépendante de Sûreté, permet de juger du niveau de déclaration auprès de l'Autorité de Sûreté.

technique, économique et environnemental, et après avoir poursuivi les échanges avec l'État et les collectivités, EDF engagera la phase d'industrialisation pour la fabrication du combustible à partir de 2022.

Plus généralement, le Groupe travaille à optimiser la performance de l'ensemble son parc thermique.

Fermeture du parc fioul

EDF a arrêté définitivement l'exploitation de la centrale thermique d'Aramon le 1er 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 arrêté 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 CO_2, 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 CO_2 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. L'installation a fonctionné de manière soutenue en 2018 (5 630 heures) et a produit 2,6 TWh.

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 »).

En 2018 le parc thermique EDF France continentale a émis 6,4 millions de tonnes de CO_2 (contre 9,5 millions de tonnes en 2017) pour une production électrique nette d'environ 11 TWh (contre 16 TWh en 2017). Le contenu CO_2 du kWh produit par le parc thermique d'EDF en France continentale en 2018 s'élève à 579 g/kWh net, soit l'empreinte CO_2 la plus faible de toute l'histoire du thermique à EDF (590 g/kWh net en 2017). Cette décarbonation du kWh thermique d'EDF résulte directement de la montée en puissance des CCG dans le mix de production thermique d'EDF, qui ont contribué à plus de 62 % de la production du parc thermique en 2018 (contre 56 % en 2017). On rappelle qu'en 2010 le contenu CO_2 du kWh produit par le parc thermique EDF France continentale était encore de plus de 900 gCO_2/kWh net.

En 2018 le parc thermique EDF France continentale a par ailleurs émis 1,8 kt de SO_2, 4,6 kt de NO_x et 0,03 kt de poussières. Ramenés au kWh produit, les rejets de polluants du parc thermique EDF ont été réduits par rapport à 2010 de 4 fois pour les NO_x, de plus de 10 fois pour le SO_2 et plus de 20 fois pour les poussières. Ces réductions drastiques d'émission ont été rendues possibles par la mise à l'arrêt des centrales thermiques les plus anciennes, la rénovation et l'installation d'équipement de traitement des fumées aux meilleurs techniques disponibles sur les centrales les plus récentes, l'utilisation de combustible à teneur en soufre réduite et enfin par la mise en service de cycles combinés au gaz naturel peu polluants.

Les performances environnementales du parc thermique d'EDF en France continentale s'inscrivent ainsi pleinement dans les objectifs fixés par la nouvelle politique Développement Durable du groupe EDF signée en juin 2018, et en particulier :

- réduire les émissions de CO_2 du groupe EDF en cohérence avec la trajectoire fixée par le Groupe afin d'atteindre 30 millions de tonnes en 2030 (soit - 40 % entre 2017 et 2030, Objectif De Responsabilité d'Entreprise N° 1 du groupe EDF) ;
- réduire les émissions dans l'air de SO_2, de NO_x et de poussières du groupe EDF de 50 % entre 2005 et 2020.

1.4.1.4.3 Production et performances techniques

La production thermique a représenté 11 TWh en 2018 avec un fonctionnement moindre qu'en 2017 compte tenu de la stagnation de la consommation France.

En 2018, les tranches charbon ont fourni 3,9 TWh, les CCG 6,9 TWh et les TAC 0,2 TWh. 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 2018 et se situe au niveau des standards européens. La capacité d'adaptation du parc à un fonctionnement soutenu a été démontrée. 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 2018 », note 30 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018).

EDF a poursuivi en 2018 les travaux de déconstruction sur les sites mis en retrait définitif d'exploitation.

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 soutenu.

Le groupe EDF est aujourd'hui le *leader* européen des 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 (2) grands barrages dans le monde. Le Groupe participe également à l'essor de filières industrielles compétitives, principalement dans l'éolien et le solaire.

L'hydraulique est la première des énergies renouvelables dans le monde, avec une capacité cumulée installée estimée de 1 271 GW (3), dont 119 GW de capacité de stockage par pompage. 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 atteint 495 GW (4) dans le monde (dont 161 GW en Chine) contre 453 GW un an plus tôt (dont 147 GW en Chine).

(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) Décompte réalisé en 2018, 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.

(3) Source des capacités hydrauliques dans le monde : Renewable capacity statistics 2018, International Renewable Energy Agency (IRENA) – mars 2018.

(4) Source des capacités éoliennes terrestres dans le monde : Renewable capacity statistics 2018, International Renewable Energy Agency (IRENA) – mars 2018.

Dans le solaire photovoltaïque, la capacité cumulée installée dans le monde atteint 386 GWc [1] contre 292 GWc un an plus tôt, soit une progression de 32 %. Ce sont aujourd'hui très largement l'éolien, le solaire et la biomasse qui portent le développement des filières renouvelables.

Les engagements du groupe EDF concernant le développement des énergies renouvelables figurent également à la section 3.1.2 « S'engager en faveur du développement durable ».

CAPACITÉS NETTES INSTALLÉES [1] DU GROUPE DANS LES ÉNERGIES RENOUVELABLES À FIN 2018

(en MW)	Hydraulique	Eolien	Photo-voltaïque	Biomasse	Géothermie	Marine	Total
France	20 327	1 340	225	240	8	240	22 380
Europe hors France	1 994	2 316	103	9	-	-	4 422
Amérique	-	3 663	697	40	-	-	4 400
Asie	432	185	110	-	-	-	727
Afrique	-	374	235	-	-	-	609
CAPACITÉS NETTES INSTALLÉES TOTALES	**22 753**	**7 878**	**1 370**	**289**	**8**	**240**	**32 538 [*]**

(1) 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 46,5 TWh en 2018 (pompage compris) soit 10,3 % de sa production totale d'électricité.

1.4.1.5.1.1 Le parc de production hydraulique d'EDF

L'hydroélectricité est la deuxième source de production électrique derrière le nucléaire et la première source d'électricité renouvelable en France. Cette filière est importante pour le système électrique à plusieurs titres, notamment en termes d'équilibre et de sécurisation du réseau.

Le parc hydraulique d'EDF en France continentale comprend 433 centrales à fin 2018, avec un âge moyen de 74 ans [2] :

- environ 11 % des centrales ont une puissance unitaire supérieure à 100 MW ; elles représentent environ 56 % de la production totale ;
- environ 51 % des centrales ont une puissance unitaire inférieure à 12 MW ; elles représentent environ 7 % de la production totale.

	31/12/2018	31/12/2017
Centrales hydrauliques de capacité inférieure ou égale à 12 MW		
Puissance maximale *(en MW)*	988,7	989,7
Consommation par pompage *(en GWh)*	48,2	23,5
Production pompage compris *(en TWh)*	3,1	2,1
Centrales hydrauliques de capacité supérieure à 12 MW		
Puissance maximale *(en MW)*	19 025,5	19 017,0
Consommation par pompage *(en TWh)*	7,3	7,0
Production pompage compris *(en TWh)*	43,4	34,7
PUISSANCE MAXIMALE TOTALE *(EN GW)*	**20,0**	**20,0**
PRODUCTION TOTALE POMPAGE COMPRIS [1] *(EN TWH)*	**46,5**	**36,8**

(1) 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 22 % du parc d'EDF, pour une énergie productible annuelle d'une quarantaine de térawattheures.

Les différents aménagements hydrauliques sont conçus pour optimiser l'exploitation de la ressource en eau des vallées, dans le cadre d'une gestion multi-usage de l'eau (détaillée au 1.4.1.5.1.4 sur les enjeux de la production hydraulique) 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 quasiment 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) Source des capacités photovoltaïques dans le monde : Renewable capacity statistics 2018, International Renewable Energy Agency (IRENA) – mars 2018.
(2) Moyenne arithmétique.
[*] IND Indicateur clé de performance extra-financière (cf. table de concordance DPEF en section 8.5.4)

Catégorie d'aménagement	Puissance de turbinage	Productible moyen sur 50 ans
Fil de l'eau	3,6 GW	16,8 TWh
Lac	8,1 GW	14,2 TWh
Éclusées	3,1 GW	8,2 TWh
Transfert d'Énergie par Pompage	5,0 GW	1,5 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. 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 236 barrages classés A & B (selon la réglementation française issue du décret 2015-526), une étude de dangers est réalisée tous les dix ans ou quinze ans (respectivement pour un barrage de classe A et un barrage de classe B). Ces études consolident une vision d'ensemble des ouvrages et des parades associées qui s'avèrent satisfaisante [1], et incluent 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. En 2018, la sûreté hydraulique du parc d'EDF s'est maintenue à un niveau satisfaisant avec, sur le périmètre EDF Hydro [2], un événement important pour la sûreté hydraulique (EISH) classé « orange » (défini comme « événement ayant entraîné une mise en danger de personnes, ou des dégâts importants », au sens de l'arrêté du 21 mai 2010 ; en l'occurrence, en 2018, la situation qui a été classée en EISH orange est un « dégât important à un ouvrage hydraulique » et pas une « mise en danger de personne »). 8 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 :

- 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 6 en 2017 et 3 en 2018 ;
- la gestion des aménagements hydroélectriques a été correctement maîtrisée lors des crues survenues cette année.

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 2018, 440 dispositifs et moyens particuliers [1] sont effectifs, en baisse par rapport à 2017, et suivis sur les cinq familles d'ouvrages prioritaires : galeries, canaux, barrages, conduites forcées et vannes.

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

1.4.1.5.1.3 La performance du parc de production hydraulique

EDF a consacré, en 2018, 370 millions d'euros d'investissements au périmètre de la France continentale pour le développement et la maintenance de son parc pour un fonctionnement optimisé en toute sûreté.

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 2018

Sujette aux aléas climatiques de la ressource en eau, la production hydraulique peut varier significativement suivant les années. L'année 2018 se caractérise par une excellente performance de production liée à la concrétisation des chantiers de transformation, de pilotage par le résultat, d'optimisation des indisponibilités en fonction des besoins et des prix du marché (copilotée avec la DOAAT) et d'une production abondante en raison de conditions hydrologiques fortement excédentaires au premier semestre et légèrement déficitaire au second.

EDF a développé une gestion dynamique de ses retenues, grâce à son service de programmation météorologique, ayant conduit, par exemple en 2018, à vider progressivement certains de ses lacs préventivement à la fonte des neiges pour maximiser sur la durée la production.

La production d'électricité d'origine hydraulique en France continentale a été de 46,5 TWh hors déduction de la consommation d'électricité nécessaire au fonctionnement des stations de transfert d'énergie par pompage, et de 39,2 TWh nette de la consommation liée au pompage.

Les indicateurs de production 2018 traduisent un niveau de performance très satisfaisant, avec un taux de perte interne [3] de 4,5 % (3,5 % en 2017). 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 99,20 % (99,31 % en 2017). Le taux d'avarie est de 3,1 % en 2018.

Afin d'atteindre la performance opérationnelle et la compétitivité de son parc hydraulique, EDF aura réalisé, à terminaison, près de 800 millions d'euros$_{2010}$ d'investissements ces dix dernière années, pour développer la performance industrielle de son parc hydraulique, en modernisant la maintenance et l'exploitation de son parc hydraulique à travers notamment la rénovation des installations électriques, du contrôle-commande et des outils informatiques de gestion, de maintenance et d'exploitation.

C'est sur ces bases renouvelées qu'EDF poursuit les travaux d'optimisation du patrimoine et de modernisation des actifs.

(1) Pour en savoir plus, consulter le rapport 2017 de l'Inspecteur pour la sûreté hydraulique, disponible sur le site Internet d'EDF.

(2) Hors déclarations réalisées sur les ouvrages exploités par SHEMA.

(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.

En France, 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 »).

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 13 concessions échues au 31 décembre 2018, 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). A ce titre, ces concessions dites en délais glissants seront, compte tenu de la loi n° 2018-1317 du 28 décembre 2018 de finances pour 2019, à une redevance à compter du 1er janvier 2019 dont le taux sera déterminé par décret en Conseil d'État en tenant compte des caractéristiques de la concession. 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 : l'ordonnance du 29 janvier 2016 relative aux contrats de concession et son décret d'application du 1er 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 (voir section 1.5 « Environnement législatif et réglementaire »).

Dans ce contexte, EDF se prépare au renouvellement des concessions dans le cadre juridique rappelé ci-dessus 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. De tels échanges devraient se poursuivre en 2019 (voir section 2.1.1 « Risques liés à la régulation des marchés de l'énergie »).

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.

Le 7 mars 2019, la Commission européenne a adressé à l'État français une lettre de mise en demeure relative au renouvellement des contrats des concessions hydroélectriques. D'autres États membres ont également reçu une mise en demeure. Plus précisément sur le cas de la France, la Commission a identifié, d'une part, des problèmes d'application du droit européen de la commande publique à ces renouvellements et, d'autre part, des problèmes de non-conformité de la législation française régissant de tels renouvellements avec ce même droit européen de la commande publique. L'État français dispose d'un délai de deux mois pour répondre aux arguments avancés par la Commission.

Le développement

EDF engage plusieurs leviers pour donner toute sa place à une l'hydroélectricité rentable au bénéfice de la transition énergétique.

- Des projets neufs ainsi, à Romanche Gavet, en Isère, EDF réalise un ouvrage permettant de remplacer les six petites usines existantes par une nouvelle centrale souterraine (93 MW de puissance pour un productible de 55 GWh de plus que les centrales existantes). Ce chantier est réalisé, dans le cadre du renouvellement la concession de la moyenne Romanche et des décrets publiés le 31 décembre 2010.
- Le développement du stockage, par l'exploitation du potentiel des stations de transferts d'énergie par pompage en France (STEP) dans le cadre du déploiement du Plan Stockage annoncé par le groupe EDF le 27 mars 2018. 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 ; la conduite d'alimentation en eau (de 244 mètres) a été mise en service en 2018 et le montage du nouveau groupe de production a débuté. EDF porte, également, un projet important sur la vallée de la Truyère, pour, en particulier, répondre aux besoins de stockage de la transition énergétique. Ce projet se ferait dans le cadre d'une prolongation des concessions de la Truyère et du Lot Amont. Il a été déposé par le gouvernement français en avril 2017 à la Commission européenne et est en attente d'une autorisation de principe préalable à la démarche formelle de notification.
- Les augmentations de puissance :
  - par des opérations de rénovation, comme sur l'usine de La Bâthie en Savoie avec le remplacement des six groupes de production pour porter la puissance totale de la centrale à 600 MW ; les travaux destinés à augmenter la puissance d'un quatrième groupe ont débuté en 2018, sachant que les trois premiers groupes ont d'ores et déjà été mis en service ;
  - par des augmentations de puissance d'ouvrages hydrauliques existants de plus petite taille sous régime d'autorisation ouverts par l'ordonnance du 29 janvier 2016, pour contribuer au développement de moyens de pointe ;
  - par le développement du 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, avec en 2018, ajoutant ainsi une puissance totale supplémentaire aux 4,5 MW déjà mis en service depuis 2015 et de nouveaux projets sont en cours d'étude avec des mises en service échelonnées d'ici à 2020.
- Le développement de la « petite hydraulique » (centrales de puissance, majoritairement, inférieure à 12 MW mais pouvant atteindre parfois 20 à 30 MW). L'un des objectifs est de développer la petite hydraulique par :
  - la mise en place de partenariats pour le développement de projets et l'étude d'opportunités permettant de développer les capacités installées de « petite hydraulique » du Groupe en France ;
  - l'optimisation et l'augmentation de la production du parc existant avec la remise en service sur la période 2017 – 2018 de plusieurs aménagements après un important programme de rénovation et/ou après une longue période d'arrêt 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 et deux projets portés par la SHEMA ont été lauréats en 2018 (à Vichy dans l'Allier et Lescherette en Savoie).

L'ancrage territorial dans les vallées hydrauliques

EDF Hydro a toujours été soucieux d'assurer un développement durable et partagé des vallées hydrauliques et des territoires économiques en proximité de ses ouvrages de production. Ces territoires, souvent ruraux, parfois isolés, sont toujours en recherche d'adaptation en réponse aux évolutions de leur environnement, qu'il soit économique, sociétal, ou même climatique.

Au-delà d'un respect, qui se veut exemplaire et performant des normes et de la réglementation, EDF, dans le cadre de son activité de développement de maintenance et d'exploitation de l'hydroélectricité, agit de manière à accompagner les transitions sociétales et économiques auxquels ces territoires font face.

C'est dans ce cadre et de manière à consolider sa volonté d'accompagnement territorial au plus près de ses vallées hydroélectriques, qu'EDF a lancé, en 2012, un programme dédié : « Une rivière, un territoire ».

« Une rivière, un territoire » est un programme de proximité, gagnant-gagnant, s'appuyant, à fin 2018, sur sept agences actives en France métropolitaine.

Ces agences, construites dans le cadre d'une gouvernance partagée avec les acteurs économiques locaux et déployant des stratégies d'action propres aux spécificités de leurs territoires, visent à intégrer par et pour l'emploi, à développer les activités économiques durables dans les vallées, à accompagner les porteurs de projets publics ou privés, à faciliter la communication entre les parties prenantes et permet la création ou la préservation d'emplois dans des entreprises des vallées hydrauliques *via* une filiale de financement dédiée, qui a accompagné une quarantaine d'entreprises en dix ans.

L'action des agences locales « Une rivière, un territoire » a permis le référencement dans les panels fournisseurs d'EDF de près de 1 000 entreprises locales dans les métiers spécifiques à l'hydraulique, notamment dans le domaine de la mécanique.

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.

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 Renouvelables. Les filiales EDF Luminus et Edison disposent également de parcs éoliens en exploitation ;
- l'éolien en mer (*offshore*) : cette filière, en plein développement, reste 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. 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 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 ÉS 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) Débit minimal maintenu à l'aval des barrages pour préserver la vie aquatique.

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 Renouvelables 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.

1.4.1.5.3 EDF Renouvelables

Hors hydraulique, l'engagement du groupe EDF en matière d'énergies renouvelables est porté en grande partie par sa filiale à 100 % EDF Renouvelables (anciennement EDF Énergies Nouvelles). L'ensemble des sociétés du groupe EDF Renouvelables employait 3 853 personnes au 31 décembre 2018.

EDF Renouvelables 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 terrestre et en mer, du solaire photovoltaïque. Elle contribue également au développement du Plan Stockage du groupe EDF.

Au 31 décembre 2018, EDF Renouvelables dispose d'une capacité installée brute de 12 890,5 MW, d'une capacité installée nette de 8 296,6 MW et de 2 359,9 MW bruts en cours de construction ; le portefeuille de projets [(1)] représente 27,8 GW, dont 25,4 GW de projets hors capacités en construction. Présent dans plus de 20 pays, EDF Renouvelables figure parmi les acteurs de référence du développement et de la production d'électricité issue des énergies renouvelables, notamment dans ses principales zones d'implantation historiques que sont l'Amérique du Nord (États-Unis, Canada et Mexique) et l'Europe, et poursuit son développement depuis 2012, en prenant position dans de nouveaux pays à fort potentiel pour le développement des énergies renouvelables, tels que l'Afrique du Sud, le Brésil, le Chili, la Chine, l'Inde, l'Israël et plus récemment en 2017 avec son entrée aux Emirats Arabes Unis et en Egypte.

EDF Renouvelables est un acteur intégré du secteur des énergies renouvelables, qui intervient sur l'ensemble de la chaîne de valeur. Ainsi, EDF Renouvelables est actif en amont dans le développement de projets, puis dans l'ingénierie lors de la construction de centrales électriques et enfin dans l'exploitation et la maintenance des installations construites, chacune de ces activités pouvant être exercée pour compte propre ou pour compte de tiers.

Dans le cadre de son modèle d'activités, le Groupe réalise également des opérations de développement-vente d'actifs structurés (DVAS), qui consiste à céder, en tout ou partie, des projets qu'elle a construits, à des tiers investisseurs. À ce titre, la capacité nette cédée sur l'année 2018 s'est élevée à 773,6 MW.

A côté d'un développement centré sur l'éolien et le solaire photovoltaïque (qui représentent environ 98 % de ses capacités nettes installées), EDF Renouvelables se positionne fortement dans la filière de l'éolien en mer posé et flottant et est également présent sur d'autres filières comme le stockage de l'électricité. Enfin, EDF Renouvelables est présent dans le secteur des énergies renouvelables réparties (solaire en toiture) sur le marché des particuliers et des clients entreprises en France et plus récemment aux Etats-Unis et en Chine sur le marché des clients Entreprises.

(1) Inclut des projets relatifs au stockage.

CAPACITÉS INSTALLÉES PAR FILIÈRE ET PAR PAYS

	Au 31/12/2018		Au 31/12/2017	
(en MW)	**Brute [1]**	**Nette [2]**	**Brute [1]**	**Nette [2]**
Éolien				
États-Unis	3 704,5	2 605,5	3 589,5	2 667,5
France	1 536,0	1 328,1	1 449,2	1 118,2
Royaume-Uni [3]	591,7	184,6	731,8	262,5
Turquie	661,6	267,4	661,6	267,4
Portugal	546,5	205	534,7	199,1
Canada	724,7	588,4	724,7	588,4
Mexique	391,5	229,5	391,5	229,5
Italie	424,2	298,1	424,2	290,1
Belgique [4]	325,2	26,9	325,2	26,9
Grèce	264,5	238,2	264,5	238,2
Chine	219,3	102,6	198,4	85,9
Afrique du Sud	110,6	55,8	107,6	54,2
Maroc	50,4	50,4	50,4	50,4
Pologne	106,0	106,0	106,0	106,0
Inde	164,0	82,0	164,0	82,0
Brésil	182,0	182,0	66,0	66,0
Danemark	6,0	6,0	6,0	6,0
Allemagne	185,8	183,8	151,3	149,3
Chili	115	57,5	0,0	0,0
TOTAL ÉOLIEN [5]	**10 309,2**	**6 797,8**	**9 946,4**	**6 487,7**
Solaire				
France	230,4	174,9	233,1	177,0
États-Unis	394,0	205,4	394,0	322,4
Énergies réparties (France)	66,3	40,1	78,3	51,8
Israël	295,1	192,5	193,5	99,2
Inde	207,0	99,7	207,0	81,3
Italie	76,9	74,3	76,9	74,3
Canada	61,4	42,4	23,4	23,4
Grèce	12,1	12,1	12,1	12,1
Brésil	398,5	199,3	283,6	226,9
Chili	261,0	130,5	146,0	73,0
UAE	266,0	42,6	0,0	0,0
Chine	14,0	10,5	0,0	0,0
Mexique	119,6	119,6	0,0	0,0
TOTAL SOLAIRE [5]	**2 402,3**	**1 343,8**	**1 647,9**	**1 141,5**
Autres filières				
Hydraulique	0,0	0,0	62,8	60,0
Biogaz	70,0	70,0	70,0	70,0
Biomasse	40,0	40,0	40,0	40,0
Stockage	69,0	45,0	20,0	20,0
TOTAL AUTRES FILIÈRES [5]	**179,0**	**155,0**	**192,8**	**190**
TOTAL [5]	**12 890,5**	**8 296,6**	**11 787,1**	**7 819,1**

(1) Capacité brute : capacité totale des parcs dans lesquels EDF Renouvelables est actionnaire.
(2) Capacité nette : capacité correspondant à la part du capital détenue par EDF Renouvelables.
(3) EDF Renouvelables détient 51 % d'EDF Energy Renewables (les autres 49 % 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 2018, la production électrique des parcs d'EDF Renouvelables consolidés en intégration globale, toutes filières et tous pays confondus, a été de 15,2 TWh. Le facteur de charge à fin 2018 atteint 30 % dans l'éolien terrestre, et 18 % dans le solaire.

Filière éolienne

Éolien terrestre (*onshore*)

Au cours de l'année 2018, EDF Renouvelables a poursuivi activement son développement dans l'éolien terrestre.

EDF Renouvelables a augmenté de 362,8 MW bruts ses capacités de production éolienne, totalisant ainsi, 9 874,5 MW bruts d'éolien terrestre en exploitation à fin 2018.

Les mises en service de parcs éoliens terrestres ont atteint sur l'année 2018 le chiffre de 686,9 MW bruts, et au total les parcs éoliens terrestres en cours de construction représentent 895 MW bruts au 31 décembre 2018.

France

EDF Renouvelables a poursuivi en 2018 son développement dans l'éolien pour contribuer à la stratégie CAP 2030 du groupe EDF en mettant en service près de 100 MW supplémentaires.

Plusieurs parcs éoliens ont été mis en service au cours de l'année, dont les parcs d'Espiers (18 MW), de Guilleville (17,7 MW), de Clanlieu (13,2 MW) et au sein de Futuren, les parcs de Courant-Nachamps (21 MW) et Demange (19,8 MW).

Au-delà de ces nouvelles capacités, plusieurs parcs éoliens sont en construction pour un total d'environ 129,1 MW, dont les parcs des Taillades (27,2 MW), de Pays d'Anglure (21,6 MW) et le parc détenu par Futuren des Coteaux (38 MW).

En intégrant les capacités de Futuren, EDF Renouvelables atteint ainsi 1 536 MW bruts installés d'éolien en France au 31 décembre 2018, auxquels s'ajoutent 129,1 MW d'éolien terrestre en cours de construction.

Royaume-Uni

En 2018, EDF Renouvelables Royaume-Uni (détenue à 51 % par EDF Renouvelables et 49 % par EDF Energy) a cédé 49 % de sa filiale EDF Energy Renewables Holdings, qui détient 311 MW de capacités éoliennes en exploitation et le parc éolien de Dorenell situé en Ecosse (177 MW) et mis en service en 2018.

Les capacités exploitées par EDF Renouvelables Royaume-Uni à fin 2018 totalisent 488,2 MW bruts d'éolien (soit 127 MW nets).

Allemagne

Avec Futuren qui détient des capacités installées dans ce pays, le Groupe atteint 185,8 MW bruts installés d'éolien en Allemagne au 31 décembre 2018.

EDF Renouvelables a par ailleurs remis en service le parc éolien d'Eckölstadt, qui a fait l'objet d'un *repowering* ou renouvellement, qui désigne la remise à neuf d'une installation étant parvenue à sa fin. D'une capacité initiale de 14,5 MW, le parc éolien d'Eckolstädt présente désormais une capacité installée de 34,5 MW, avec 10 éoliennes de nouvelle génération.

Italie

Le Groupe atteint 424,2 MW bruts installés d'éolien en Italie au 31 décembre 2018.

Portugal

L'extension de la phase 2 du parc éolien d'Arada (11,8 MW) a été mise en service. À ce jour, le Groupe exploite 546,5 MW bruts de capacité éolienne dans ce pays.

Turquie

En 2018, EDF Renouvelables détient 661,6 MW bruts de capacité éolienne dans ce pays.

Afrique du Sud

En Afrique du Sud, EDF Renouvelables exploite trois parcs éoliens remportés dans le cadre d'appel d'offres gouvernementaux, pour une capacité totale de 110,6 MW bruts.

États-Unis

Fin 2018, EDF Renouvelables Amérique du Nord atteignait une capacité installée de 3 704,5 MW bruts (ou 2 605,5 MW nets) dans l'éolien terrestre.

Sur l'année 2018, elle a mis en construction le parc éolien de Glacier Edge (202,7 MW), situé dans l'État de l'Iowa, qui bénéficie d'un contrat avec Google, et le parc éolien de Coyote (242,2 MW) tout en poursuivant la construction du parc éolien de Stoneray. Le parc éolien Copenhagen (80 MW) a été mis en service.

Par ailleurs, 50 % des projets Red Pine (100 MW nets) et Rock Falls (77 MW nets) ont été cédés en cours d'année.

Canada

Fin 2018, la capacité installée éolienne totale du Groupe au Canada atteint 724,7 MW bruts (ou 588,4 MW nets).

Le projet Romney (60 MW), détenu à 50 % par EDF Renouvelables Canada, a été mis en construction. Par ailleurs, EDF Renouvelables Canada a signé un accord RESA (*Renewable Electricity Support Agreement),* accord de soutien avec l'AESO (*Alberta Electricity System Operator*), gestionnaire du réseau électrique de l'Alberta. Ce contrat d'une durée de 20 ans porte sur le projet de Cypress, d'une capacité de 201,6 MW. Ce projet bénéficie d'un contrat de fourniture d'électricité (PPA), remporté lors de la deuxième phase d'appels d'offres du programme d'électricité renouvelable REP (Renewable Electricity Program), gérés par l'AESO pour le compte du gouvernement de la province d'Alberta ; il s'inscrit dans le cadre d'un partenariat liant EDF Renouvelables, le Canada et la tribu des Gens-du-Sang (*Blood Tribe*), Première Nation.

Mexique

Fin 2018, la capacité installée éolienne totale du Groupe, au Mexique, atteint 391,5 MW bruts (ou 229,5 MW nets).

Chine

En 2018, la filiale d'EDF Renouvelables Chine a mis en service le parc éolien Feicheng I dans sa totalité (45,3 MW au total) et poursuivi la construction du parc éolien Kangping II et III (96 MW).

Fin 2018, la capacité installée éolienne totale du Groupe en Chine atteint ainsi 219,3 MW bruts (ou 102,6 MW nets).

Inde

Fin 2018, la capacité installée éolienne totale du Groupe en Inde atteint 164 MW bruts (ou 82 MW nets). Un portefeuille de 300 MW de projets éoliens a été remporté lors d'un appel d'offres gouvernemental, en septembre 2018.

Brésil

En 2018, EDF Renouvelables Brésil a mis en service la phase 2 (116 MW) de la centrale éolienne Ventos de Bahia d'une puissance totale de 182 MW située dans l'État de Bahia. EDF Renouvelables Brésil a par ailleurs remporté des contrats de fourniture d'électricité long terme (*PPA*) sur 20 ans dans le cadre de différentes enchères fédérales de nouvelle énergie organisées par le régulateur brésilien, pour plusieurs projets éoliens : le projet Folha Larga d'une capacité de 147 MW situé dans l'état de Bahia, et un projet éolien de 129 MW constituant une extension de la centrale éolienne Ventos de Bahia. EDF Renouvelables Brésil a également signé un *corporate PPA* de 20 ans avec Braskem, un des leaders mondiaux dans la fabrication de résines thermoplastiques. L'électricité contractualisée sera produite par une partie du projet Folha Larga à hauteur de 33 MW.

Chili

Le premier parc éolien d'EDF Renouvelables Chili, Cabo Leones 1, a été mis en service pour une capacité de 115 MW bruts.

Maroc

La capacité installée éolienne totale du Groupe dans ce pays atteint 50,4 MW bruts à travers sa filiale Futuren.

Éolien en mer (*offshore*)

L'éolien *offshore* représente pour EDF Renouvelables un axe fort de développement. L'entreprise est déjà présente sur le marché de l'éolien en mer à travers plusieurs projets d'une capacité cumulée de 2,8 GW en développement, en exploitation ou en gestion d'exploitation et maintenance à travers l'Europe (Allemagne, Belgique, France, Royaume-Uni) et a l'ambition de contribuer significativement au développement de la filière de l'éolien en mer aux Etats-Unis.

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 Courseulles-sur-Mer. 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 2018, l'État français a confirmé, à l'issue d'une période de négociation, ces trois projets éoliens en mer. La décision finale d'investissement permettant le démarrage des travaux pourra être prise une fois que les autorisations obtenues pour ces parcs auront été purgées de tout recours.

Par ailleurs, EDF Renouvelables Royaume-Uni a acquis en 2018 le projet de parc éolien en mer « Neart na Gaoithe » auprès de Mainstream Renewable Power, acteur

international de l'éolien et du solaire. Ce projet de 450 MW, qui dispose de toutes les autorisations administratives, est situé dans l'estuaire du Forth sur la côte Est de l'Ecosse et s'étend sur une superficie de 105 km^2. Ce projet bénéficie d'un régime de vent parmi les meilleurs d'Europe. L'investissement total nécessaire à la réalisation du projet s'élève à près de 1,8 milliard de livres sterling.

Enfin, EDF Renouvelables Etats-Unis a constitué fin 2018 avec Shell New Énergies US, LLC (Shell) une joint-venture codétenue à parité, la société Atlantic Shores Offshore Wind, LLC pour le développement de projets éoliens en mer sur le site dit OCS-0499, situé dans la zone d'énergie éolienne du New Jersey (WEA), dans le cadre d'un bail délivré par les autorités fédérales américaines. La zone couverte par le bail recèle un potentiel de production d'énergie éolienne en mer d'environ 2 500 MW. Cette opération est soumise à l'obtention des autorisations réglementaires. La construction est soumise à la décision finale d'investissement. Le site couvert par le bail s'étend sur une superficie de 74 200 hectares. Il se situe à près de 13 kilomètres au large d'Atlantic City, sur le plateau continental externe (OCS) des Etats-Unis. Cette zone bénéficie d'importantes et régulières ressources éoliennes dans des eaux relativement peu profondes, situées à proximité de grandes agglomérations fortement consommatrices d'électricité.

Filière solaire photovoltaïque

EDF Renouvelables a poursuivi son développement dans le solaire photovoltaïque, qui constitue son deuxième axe de développement. À fin 2018, la capacité solaire installée s'élève à 2 402,3 MWc bruts (1 343,8 MWc nets), en augmentation de 202,3 MWc nets, soit 18 %, par rapport à fin 2017. EDF Renouvelables dispose par ailleurs d'un portefeuille de projets solaires en cours de construction de 1 111,4 MWc bruts.

France

EDF Renouvelables atteint 230,4 MW bruts installés de solaire en France au 31 décembre 2018.

EDF Renouvelables s'est mis en ordre de marche pour contribuer au Plan Solaire d'EDF lancé par le Groupe en décembre 2017, qui vise à 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 contenues dans la stratégie CAP 2030 du groupe EDF. Afin d'accélérer sa croissance dans le solaire, EDF déploie une stratégie couvrant tous les segments de marché, qui repose sur un modèle intégré du développement des projets jusqu'à leur exploitation, sur la recherche de l'excellence industrielle et sur un investissement soutenu dans l'innovation. Cette stratégie s'appuie sur la recherche et développement d'EDF et sur le maillage territorial des équipes d'EDF dédiées aux collectivités et aux entreprises. Les terrains ciblés prioritairement sont des sites dits « dégradés », c'est-à-dire des friches industrielles, des sites pollués, délaissés ou d'anciennes carrières, qui peuvent bénéficier d'une seconde vie avec le développement de projets photovoltaïques.

Par ailleurs, le projet solaire d'Aramon (5 MWc), situé sur la commune éponyme dans le Gard et porté EDF Renouvelables dans le cadre de l'appel d'offres CRE 4 relatif aux centrales au sol, a fait l'objet en 2018 d'une campagne de financement participatif sur la plateforme leader en investissement digital WiSEED. Cette campagne a été réalisée auprès des habitants des 7 départements limitrophes du Gard pour participer au financement de la construction de la centrale photovoltaïque sur le site d'une centrale thermique en déconstruction à Aramon.

EDF Renouvelables a également lancé une campagne de financement participatif pour le projet photovoltaïque de Saint-Pargoire sur la plateforme en investissement digital WiSEED. Cette campagne vise à lever 200 000 € auprès des habitants de l'Hérault et de ses 4 départements limitrophes pour participer au financement de la construction de la centrale photovoltaïque.

Lazer, le premier projet du groupe EDF de centrale solaire flottante situé sur le Buëch, dans les Hautes Alpes, a été sélectionné à l'appel d'offres solaire au sol lancé par le ministère de la Transition écologique et solidaire. Les panneaux solaires de ce projet d'une puissance maximale de 20 MWc seront installés sur 24 hectares sur la retenue hydroélectrique, soit les trois quarts de la surface totale du plan d'eau.

Amérique du Nord (Etats Unis et Canada)

EDF Renouvelables Amérique du Nord a lancé en 2018 aux Etats Unis la construction des centrales solaires de Valentine Solar (134 MWc) et de Maverick 2 & 3 (210 MWc).

Par ailleurs, elle a signé deux contrats d'achat d'électricité d'une durée de 20 ans portant sur le projet Big Beau Solar + Storage, situé en Californie, dans le comté de Kern. D'une capacité de 128 MWac, l'installation est couplée à 40 MW (160 MWh) de stockage sur batteries. 55 % de la production électrique de l'installation sera vendue à Silicon Valley Clean Energy (SVCE) et 45 % à Monterey Bay Community Power (MBCP), deux fournisseurs d'électricité locaux. EDF Renouvelables Amérique du Nord et Shell Energy North America (US), L.P. (SENA) ont également signé un contrat d'achat d'électricité (PPA) d'une durée de 15 ans portant sur la production d'énergie d'une tranche de 132 MWc (100 MWac) du projet photovoltaïque de Palen (500 MWac), appelé Maverick 4, situé dans le comté de Riverside de l'État de Californie, au cœur du désert des Mojaves. La construction de ce projet a été lancée.

Au Canada, EDF Renouvelables Canada a également mis en construction, en 2018, les centrales solaires de Barlow (18,2 MWc) et de Pendleton (19,8 MWc).

Sur la zone Amérique du Nord, le Groupe dispose d'un total de 455,4 MWc bruts de capacité solaire photovoltaïque installée.

Mexique

Au Mexique, le Groupe a fait son entrée dans le solaire en remportant en 2016 le projet Bluemex, dans le cadre d'un appel d'offres national. Située dans l'état de Sonora, la centrale (119,6 MW) a été mise en service fin 2018.

Inde

En 2018, le Groupe détient un total de 207 MWc bruts de capacité solaire en exploitation en Inde, au travers EDEN, la filiale commune créée en 2016 par EDF Renouvelables et EREN Renewable Energy pour porter les activités solaires photovoltaïques des deux partenaires en Inde.

Brésil

En 2018, EDF Renouvelables Brésil a mis en service le projet Pirapora II (114,9 MWc). Avec les projets Pirapora I (191 MWc) et Pirapora III (92,6 MWc), mis en service en 2017, Pirapora II constitue la dernière phase du complexe solaire photovoltaïque Pirapora d'une capacité totale d'environ 400 MWc, situé dans le sud-est du Brésil. Le complexe de Pirapora est détenu à 50/50 par EDF Renouvelables et Omega, un acteur énergétique local, suite à l'acquisition fin 2018 par Omega de la participation de Canadian Solar et de 30 % des parts d'EDF Renouvelables.

Chili

En 2018, EDF Renouvelables Chili a mis en service la centrale photovoltaïque de Santiago Solar (115 MWc) située au nord de la capitale chilienne. Le Groupe exploite ainsi 261 MW bruts de capacité solaire au Chili.

Israël

En Israël, EDF Renouvelables a mis en service cinq centrales solaires photovoltaïques totalisant 101 MWc de capacité installée : les centrales solaires Mashabai Sadeh (60 MWc), Melfasim 2 (13,4 MWc), Peduyim (14,1 MWc), Kfar Maimon (6,7 MWc), Bitcha (7,4 MWc), situées dans le désert du Neguev. Le Groupe exploite désormais 17 centrales solaires en Israël, totalisant 295,1 MWc bruts de capacité solaire installée. Le Groupe a par ailleurs lancé la construction des centrales solaires de Timna (60 MW) et de Shoresh (27 MW).

Emirats Arabes Unis - Dubaï

EDF Renouvelables s'est allié au consortium mené par Masdar pour développer le projet « DEWA III » qui constitue la troisième phase (1 062 MW) de l'un des plus puissants projets de parc solaire au monde, le parc solaire Mohammed bin Rashid Al Maktoum, qui est développé en partenariat avec Dubai Electricity et Water Authority (DEWA) près de Dubaï.

La centrale sera mise en service en trois phases. En 2018, une première tranche de 266 MW (la phase A) a été mise en service et la construction d'une deuxième tranche de 394 MW (la phase B) a été lancée.

Égypte

EDF Renouvelables a 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 130 MWac. Situés dans le Sud de l'Égypte, 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 Renouvelables, 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 éoliens ou solaires du groupe EDF est également exercée pour compte de tiers. Dans le monde, EDF Renouvelables exploite 15,1 GW à fin décembre 2018 avec plus de 1300 experts, ingénieurs et techniciens répartis sur onze pays. EDF Renouvelables est un acteur historique de l'exploitation-maintenance sur l'Amérique du Nord, où elle gère près de 10,8 GW.

Ses positions se sont renforcées en Europe et dans le reste du monde pour dépasser les 4,4 GW à fin 2018.

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 Renouvelables s'est 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.

Depuis 2017, EDF Renouvelables détient, *via* sa filiale Reetec GmbH, une filiale spécialisée dans l'exploitation-maintenance de parcs éoliens en mer, la société allemande Offshore Wind Solutions GmbH (OWS). 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.

Par ailleurs, EDF Renouvelables détient plusieurs centres de maintenance en Europe : 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

France

Le Groupe intervient en qualité d'acteur intégré de la production photovoltaïque décentralisée et assure la conception, la réalisation et l'exploitation-maintenance des installations en toiture. Ainsi, EDF ENR, filiale à 100 % du Groupe, commercialise et installe des offres solaires photovoltaïques en France, chez des clients particuliers et chez les professionnels et les collectivités. Après avoir pris le virage de l'autoconsommation d'électricité avec l'offre « Mon Soleil & Moi » destinée à l'habitat individuel des particuliers, la Société a également lancé l'offre « Notre Soleil & 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 Renouvelables Technologies, filiale à 100 % d'EDF Renouvelables, 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, monolike, pour différents types d'application, de l'équipement résidentiel aux centrales au sol. Photowatt a annoncé début 2018 un projet de développement qui reposait 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 serait centré sur la production bas carbone de lingots et de plaquettes de silicium « wafers » de haute technologie. La capacité de production 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, 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'Ile-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.

États-Unis

Après l'acquisition en 2016 de la société Global Ressources Options, Inc. (groSolar), acteur spécialisé dans l'installation et la vente de centrales photovoltaïques pour les collectivités, les entreprises et les industriels, EDF Renouvelables Amérique du Nord a conclu en 2018 un partenariat stratégique avec EnterSolar, fournisseur de premier plan de solutions pour la production décentralisée d'énergie solaire aux clients commerciaux et industriels (C&I). Ce partenariat porte sur l'entrée d'EDF Renouvelables au capital d'EnterSolar à hauteur de 50 %. Il permettra aux deux entreprises d'offrir aux clients C&I la gamme la plus complète de solutions de production d'électricité décentralisée « derrière le compteur » et de capitaliser sur la forte croissance de la demande de solutions de production décentralisée émanant du secteur C&I.

Chine

En 2018 EDF Renouvelables a créé avec Asia Clean Capital (ACC), un des principaux développeurs en Chine d'installations photovoltaïques en toiture pour des entreprises locales et multinationales, une co-entreprise visant à construire et exploiter un portefeuille de projets d'énergie solaire répartie en toiture en Chine. La société commune s'appuiera sur la renommée locale d'ACC en tant qu'acteur clé du solaire réparti dans le pays et l'expertise internationale d'EDF Renouvelables dans le solaire réparti ainsi que dans les solutions d'autoconsommation pour les industriels.

Filière stockage

En 2018, le Groupe a lancé un Plan Stockage Électrique qui prévoit l'installation de 10 GW de nouveaux moyens de stockage au service de systèmes électriques d'ici à 2035, auquel EDF Renouvelables contribue.

EDF Renouvelables, au travers sa filiale EDF Renouvelables Technologies 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 alliée à un système de pilotage intelligent 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 Renouvelables développe des systèmes innovants de stockage aux États-Unis, au Royaume-Uni et en France.

En 2015, EDF Renouvelables avait annoncé la mise en service par sa filiale EDF Renouvelables Amérique du Nord 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 2018, EDF Renouvelables a mis en service l'installation de stockage par batterie d'une puissance de 49 MW, située sur le site de la centrale de West Burton B dans le Nottinghamshire au Royaume-Uni, dont elle avait remporté un contrat en 2016. Cette installation est le plus important projet du nouveau système de régulation de la fréquence qui sera déployé dans tout le Royaume-Uni. L'objectif est d'améliorer la stabilité du réseau électrique et de répondre rapidement aux fluctuations de la fréquence de ce réseau.

En 2018, EDF Renouvelables a également signé aux Etats-Unis deux contrats d'achat d'électricité d'une durée de 20 ans portant sur la réalisation du projet solaire Big Beau Solar + Storage, situé en Californie (*cf.* § Filière solaire photovoltaïque Amérique du Nord), et couplé à un système de stockage sur batteries de 40 MW (160 MWh).

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 Renouvelables.

1.4.2 ACTIVITÉS DE COMMERCIALISATION EN FRANCE

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 2018 s'est élevée à 478 TWh [(1)], en baisse de 0,8 % par rapport à 2017 en raison notamment de températures plus douces.

1.4.2.1.2 La concurrence

Depuis le 1er 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.

Depuis trois ans, le nombre de fournisseurs d'électricité actifs sur le territoire national hors fournisseurs historiques a pratiquement doublé passant de 24 fin 2015 à 43 au 30 septembre 2018 selon l'Observatoire des marchés de la CRE.

(1) Consommation brute ; source : Bilan électrique 2018 publié par RTE.

Au 30 septembre 2018, selon la CRE, les fournisseurs alternatifs disposaient d'une part de marché électricité de 18,2 % en volume sur le marché résidentiel et de 42,4 % sur le marché non résidentiel et d'une part de marché gaz en nombre de sites de respectivement 28,5 % et 43,2 %.

Sur les marchés du gaz et de l'électricité de nombreux fournisseurs proposent des offres aux entreprises et aux collectivités depuis le début des années 2000. Pour les clients Particuliers, la concurrence s'est notablement renforcée depuis 2017 avec le lancement dans la fourniture de gaz et d'électricité d'acteurs bien installés dans d'autres activités ou zones géographiques.

Pour approvisionner leurs clients, les fournisseurs alternatifs ont eu accès en 2018 à leurs propres capacités de production, au marché de gros de l'électricité ainsi qu'à l'ARENH pour environ 82 TWh. Au guichet de novembre 2018 la demande des fournisseurs alternatifs a atteint 132,98 TWh pour un volume d'ARENH à distribuer de 100 TWh. Voir aussi la section 1.4.3.3 « Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique (ARENH) ».

1.4.2.1.3 Les contrats aux tarifs réglementés de vente d'électricité

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 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 1er 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 ;
- à partir du 1er janvier 2018, le tarif de première nécessité proposé depuis le 1er 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).

Tarifs bleus - décisions du Conseil d'État du 18 mai 2018 et du 3 octobre 2018

Les décisions tarifaires de 2016 et 2017 ont fait l'objet de recours introduits devant le Conseil d'État par l'Anode et Engie au motif que les tarifs réglementés de vente de l'électricité dits « Tarifs bleu », concernant les particuliers et les professionnels n'étaient pas conformes au droit européen.

Statuant sur ces recours et par décisions du 18 mai et du 3 octobre 2018, le Conseil d'État admet dans son principe la possibilité de tarifs réglementés de vente d'électricité, en reconnaissant notamment qu'ils poursuivent l'objectif d'intérêt économique général de garantir aux consommateurs un prix de l'électricité plus stable que les prix de marché. Le Conseil d'État confirme que cet objectif ne peut être atteint par une intervention étatique moins contraignante qu'une régulation générale du prix de vente au détail de l'électricité et que la réglementation des Tarifs Réglementés de Vente (TRV) d'électricité garantit l'égal accès des entreprises d'électricité aux consommateurs et n'est pas discriminatoire.

En revanche, le Conseil d'État estime la réglementation disproportionnée s'agissant de sa durée, permanente, et de son champ d'application, qui inclut à ce jour les sites des grandes entreprises dont la puissance souscrite est inférieure à 36 kVA. Ces éléments justifient l'annulation partielle des décisions tarifaires des 28 juillet 2016 et 27 juillet 2017. La mise en œuvre de ces décisions appartient désormais au législateur qui prépare actuellement au travers de la future Loi Pacte les mesures législatives nécessaires.

Tarifs bleus - mouvements tarifaires

Depuis le 8 décembre 2015 conformément à la loi NOME (articles 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 TRV d'électricité. L'absence d'opposition de ces derniers dans un délai de trois mois vaut approbation.

S'agissant des mouvements tarifaires de 2018, la CRE, conformément à la loi NOME, a proposé au Gouvernement par une délibération du 11 janvier 2018 une évolution de + 0,7 % H.T. des tarifs bleus résidentiels et de + 1.6 % H.T. des tarifs bleus non résidentiels. Cette proposition, confirmée par une décision tarifaire du 31 janvier 2018, publiée au Journal Officiel le 1er février 2018 a été mise en œuvre le 1er février 2018.

Par la suite, le mouvement tarifaire de l'été 2018 a eu lieu également conformément à ce processus : compte tenu de l'évolution du TURPE au 1er août 2018 et en application du Code de l'énergie, la CRE a proposé dans une délibération du 12 juillet 2018 une évolution de -0,5 % H.T. des tarifs bleus résidentiels et de + 1.1 % H.T. des tarifs bleus non résidentiels. Par ailleurs, citant la décision du Conseil d'État du 18 mai 2018 détaillée supra, elle a également inclus dans sa délibération du 12 juillet 2018 la mise en extinction des tarifs bleus non résidentiels pour l'ensemble des sites des grandes entreprises, en suggérant une définition à utiliser pour déterminer le périmètre des grandes entreprises, basée sur le « décret n° 2008-1 354 du 18 décembre 2008 relatif aux critères permettant de déterminer la catégorie d'appartenance d'une entreprise pour les besoins de l'analyse statistique et économique ». La proposition de la CRE dans toutes ses composantes a été confirmée par une décision tarifaire du 27 juillet 2018, publiée au Journal Officiel le 31 juillet 2018 et a été mise en œuvre le 1er août 2018.

S'agissant des mouvements tarifaires 2019, la CRE a proposé au Gouvernement par une délibération du 7 février 2019 publiée le 12 février 2019 une évolution de +7,7 % HT des tarifs bleus résidentiels et non résidentiels. Cette proposition est motivée par la prise en compte des augmentations des coûts sous-jacents à la construction des TRV d'électricité, principalement les prix de gros de l'énergie et le prix des garanties de capacité, ainsi que les effets du mécanisme d'écrêtement de l'ARENH. La date de mise en œuvre n'est pas connue. Le Gouvernement dispose d'un délai de 3 mois pour s'y opposer.

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 de marché proposée par tout fournisseur, y compris EDF.

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. A ce titre, un commissionnement est versé par le distributeur à tout fournisseur qui offre un contrat unique à ses clients puisqu'il remplit ce faisant des obligations pour le compte du distributeur.

La qualité de la fourniture, qui est de la responsabilité du distributeur, est suivie régulièrement dans le cadre des contrats avec les distributeurs. EDF suit l'impact des coupures et de la qualité de la fourniture sur ses clients et leur satisfaction dans le but de travailler avec le distributeur dans une démarche d'amélioration continue (voir section 1.4.4.2.2 « Activités de distribution »).

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 30 millions de sites (hors outre-mer et Corse).

Sur le marché de l'électricité, les ventes d'EDF se sont élevées en 2018 à plus de 280 TWh hors cession aux ELD, ce qui représente une part de marché de presque 65 %.

EDF propose des offres de fourniture de gaz destinées à tous ses segments de clientèle. En 2018, EDF a commercialisé 31 TWh de gaz (contre 30,1 TWh en 2017), ce qui représente une part de marché de 6,6 % auprès de plus de 1,5 million de clients.

Au-delà des offres de fourniture d'électricité et de gaz, EDF accompagne ses clients en proposant des offres d'efficacité énergétique, et de nouvelles solutions énergétiques décentralisées. 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 d'un « *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 télécharger l'application mobile EDF & MOI et consulter la solution e.quilibre pour être accompagnés dans leurs actions visant à réduire leur consommation d'énergie.

Mis en place en 2006, le dispositif des certificats d'économies d'énergie (CEE) a évolué au 1er janvier 2018 : l'obligation nationale pour la quatrième période (2018-2020) a été fixée à 1 600 TWhc, dont 400 TWhc au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique. Cela constitue plus qu'un doublement par rapport à la précédente période (2015-2017), fixée elle à 700 TWhc, puis portée à 850 TWhc avec l'introduction des CEE précarité au 1er janvier 2016. EDF a rempli ses obligations pour la troisième période 2015-2017 et a renforcé en 2018 ses approvisionnements pour la 4e période lui permettant ainsi de couvrir ses obligations pour l'année.

Le groupe EDF souhaite être le partenaire de référence des territoires dans la transition énergétique, afin de répondre à leurs besoins dans leurs projets d'efficacité énergétique, de production d'énergies renouvelables locales ainsi que de développement d'éco-quartiers. Il est un acteur de premier plan dans le développement de la mobilité électrique *via* sa filiale IZIVIA.

Enfin, pour tous les clients, EDF fait de leur satisfaction un objectif prioritaire et obtient des résultats sur tous les segments : particuliers, entreprises et collectivités. Ces performances sont le résultat d'une culture de la satisfaction qui se traduit par des objectifs pour chacun des *managers* commerciaux jusqu'au plus haut niveau et l'existence du médiateur EDF (mediateur. edf. fr) pour accompagner les clients même dans leurs réclamations.

1.4.2.2.2 L'activité par catégorie de clients

1.4.2.2.2.1 Les clients Particuliers

À fin décembre 2018, EDF compte en France 24,5 millions de sites résidentiels en électricité et plus de 1,4 million de clients en gaz. Pour l'exercice 2018, le volume de ses ventes s'élève à 120,3TWh d'électricité et 13,4 TWh de gaz naturel.

EDF innove au quotidien et la satisfaction des clients Particuliers est une priorité : après un contact avec EDF, environ 9 clients sur 10 sont satisfaits de la relation, quels que soient le canal ou le motif de contact. Dans le rapport annuel du Médiateur de l'énergie, publié en mai 2018, EDF a d'ailleurs le plus faible taux de litiges, loin derrière ses principaux concurrents (1). L'expérience client offerte est à la fois numérique (espace client, t'chat, *web call back*, application mobile, solutions numériques, réseaux sociaux, etc.) et humaine. 5 000 conseillers, tous basés en France, sont à l'écoute des clients et leur apportent des conseils personnalisés. À fin octobre 2018, plus de 42 000 heures de formation ont été dispensées aux conseillers EDF sur le sujet de la relation commerciale et de la vente.

La fourniture d'énergies

EDF fournit de l'électricité au Tarif Réglementé de Vente (TRV) et avec une gamme complète d'offres de marché en électricité, complémentaires au TRV. En 2018, pour proposer toujours plus de choix aux clients Particuliers, EDF a élargi sa gamme d'offres de marché en électricité. L'offre « Vert Électrique Auto » a ainsi été lancée en janvier. Cette offre de fourniture d'électricité d'origine renouvelable est spécialement adaptée pour les clients qui rechargent leur voiture électrique ou hybride à leur domicile. C'est aussi une offre qui facilite la recharge en dehors du domicile, pour des déplacements en toute sérénité, grâce à une solution d'itinérance proposée par IZIVIA, filiale d'EDF., En octobre, EDF a également lancé « Digiwatt », sa première offre d'électricité en ligne, à -5 % du kWh hors taxes par rapport au tarif réglementé de vente. Cette offre innovante s'adresse aux clients qui veulent gérer leur relation avec EDF de façon autonome, en toute sérénité et à un prix attractif.

Par ailleurs, EDF compte plus de 1,4 million de clients fournis en gaz naturel en offres de marché. La gamme d'offres de marché en gaz d'EDF est composée de trois offres. L'offre « Avantage Gaz » propose un prix du kWh (hors taxes) fixe pendant quatre ans « Avantage Gaz Durable », en plus des caractéristiques de l'offre « Avantage Gaz », propose une compensation carbone du gaz consommé et le soutien à un programme de recherche sur le biogaz en France. Enfin, l'offre « Avantage Gaz Connecté » donne quant à elle aux clients la possibilité 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

EDF propose, en partenariat avec AXA, une gamme complète d'offres d'assistance, nommées « Solution Dépannage Confiance », déclinées en 3 options 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 commercialise 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).

EDF propose toute une palette de solutions pour aider ses clients à faire des économies d'énergie. La solution digitale e.quilibre, accessible pour tous les clients Particuliers d'EDF, permet de mieux comprendre et maîtriser sa consommation d'énergie et notamment de suivre sa consommation estimée d'énergie mois par mois, de la comparer à celle de l'année précédente et à celle de foyers similaires au sien ou encore d'identifier les appareils électriques qui consomment le plus. Des conseils personnalisés pour faire des économies d'énergie au quotidien sont également disponibles sur e.quilibre. Par ailleurs, les plus de 10 millions de clients EDF équipés d'un compteur Linky communicant peuvent, à condition qu'ils aient donné leur consentement, bénéficier d'une information au pas journalier et au pas de 30 minutes sur leur consommation d'énergie réelle, exprimée en kWh et en euros. Ils ont également la possibilité de se fixer un objectif de consommation en euros, et ainsi d'être alertés en cas de dépassement. En outre, les clients équipés d'un compteur Linky communicant peuvent accéder au « Fil d'Actu » de l'appli EDF & MOI. Grâce à cette « timeline », ils ont accès à des informations pour comprendre leur consommation et faire des économies d'énergie (impact météo, foyers similaires, part chauffage, éco-gestes adaptés, etc.).

Avec la plateforme en ligne « Electriscore », les internautes, qu'ils soient clients Particuliers d'EDF ou non, bénéficient d'une aide dans le choix de leurs appareils électroménagers pour optimiser leur consommation d'électricité.

En complément de ces solutions digitales, EDF propose des conseils d'économies d'énergie sur son site edf. fr, et dispose d'un réseau de « Partenaires Solutions Habitat » pour accompagner les Particuliers dans leur projet de rénovation énergétique de leur logement. Les Particuliers 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, EDF investit dans l'open innovation avec EDF Pulse & You, une plateforme numérique et collaborative de co-construction avec les internautes et les *start-up*. Depuis son lancement en mars 2016, 6 000 internautes se sont impliqués dans le développement de projets innovants, sous la forme de projets à tester et ont produit plus de 90 000 contributions.

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

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.prime-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.

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 3.2.3.2 « La mise en œuvre de solutions opérationnelles »).

1.4.2.2.2.2 Les clients du Marché d'affaires

EDF, sous ses marques EDF Entreprises et EDF Collectivités compte 1,5 million de clients. Les ventes d'électricité s'élèvent sur 2018 à 163 TWh au tarif réglementé de vente ou en offre de marché, et les ventes de gaz naturel à 17,7 TWh.

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.

(1) Source : Rapport annuel 2017 du Médiateur national de l'énergie.

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, 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. 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.

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 CO_2 ainsi que le *trading* de CO_2 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 dans la promotion des éco-gestes au travers de campagnes de sensibilisation. De plus, EDF Entreprises réalise des audits énergétiques auprès de ses clients pour les aider à mieux identifier les gains énergétiques possibles. Certifiées, les équipes d'EDF Entreprises assistent leurs clients dans la mise en œuvre de systèmes de *management* énergétique (ISO 50001).

EDF accompagne ses clients Entreprises et Collectivités dans leur volonté de s'engager directement dans la Transition énergétique en leur proposant des solutions d'autoconsommation photovoltaïque optimisées vis-à-vis de leur besoin d'électricité, avec une palette de services associés, tels que le financement, la maintenance, la supervision et le suivi de performance. EDF propose également à ses clients autoconsommateurs de nouvelles offres de complément de fourniture d'électricité spécialement adaptées à leur profil et leur permettant de maximiser leurs économies liées à l'autoproduction et le cas échéant au pilotage de leur consommation. Par ailleurs, EDF innove en expérimentant des services et dispositifs techniques destinés à faciliter l'organisation et la gestion d'opérations d'autoconsommation collective ; EDF est impliquée dans plusieurs opérations pionnières en France.

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. Après une très forte hausse de près de 10 points en 2017, la satisfaction globale moyenne sur l'ensemble des segments de clients d'EDF Entreprises se stabilise en 2018 à 89 % 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).

En tant qu'opérateur du secteur concurrentiel, le groupe EDF agit pour ces clients dans trois domaines :

- 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. ;
- par ailleurs, au titre de ses missions de service public, EDF est en charge de :
  - 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 2018, la satisfaction globale vis-à-vis d'EDF Collectivités est stable à 9 clients sur 10 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 2018, plus de 127 700 logements sociaux ont fait l'objet d'un accompagnement pour des travaux de rénovation. Par ailleurs, EDF propose des programmes CEE pour les collectivités (TEPCV ou dispositif « Watty à l'école », par exemple).

1.4.2.2.3 Pour une ville et des territoires durables

Les villes et territoires doivent concilier attractivité territoriale et développement responsable. EDF accompagne les acteurs du développement des territoires (collectivités, aménageurs, promoteurs industriels, etc.) pour identifier, les différentes solutions et services énergétiques possibles compte tenu des caractéristiques techniques et économiques des projets.

EDF a développé une gamme d'offres de conseil (Gamme Optim) permettant de concevoir un quartier bas carbone, de dresser une stratégie de rénovation d'un parc de bâtiment à partir d'une stratégie patrimoniale ou de construire un plan d'électrification de flottes de véhicules ou d'implantation de bornes ou des énergies renouvelables. Des actions de maîtrise de la demande en énergie sont aussi mises en œuvre, certaines s'inscrivant dans des programmes de Certificats d'Economies d'Energie.

En région, 45 directeurs de développement sont présents sur l'ensemble des territoires afin qu'EDF réponde au mieux aux besoins des métropoles, communautés urbaines, villes médianes, espaces ruraux.

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 (RGPD - Règlement Général sur la Protection des Données). En 2018, des travaux ont été menés pour mettre à jour la description des traitements des données clients, identifier leurs Responsables Opérationnels de Traitement (ROT) et mettre en place une instance biannuelle, - le Comité de protection des données - réunissant le Responsable de Traitement et les ROT.

L'ensemble des Conseillers clientèle du Marché Clients Particuliers et du Marché Affaires ont été formés afin de pouvoir répondre aux demandes d'exercice des droits des clients.

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.

L'accès aux données clients est subordonné à l'obtention d'une certification et à la signature d'une charte de bon usage.

Un soin particulier a également été porté à la mise en œuvre d'actions volontaristes. Un centre de Préférence Clients permet aux clients Particuliers de disposer d'une vision centralisée des consentements et des préférences et de gérer ces consentements depuis leur espace 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 [(1)] 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 475 contrats de concession, dont 50 sont à l'échelle d'un département.

L'année 2018 a été la première année du déploiement du nouveau modèle national de contrat de concession objet d'un accord signé le 21 décembre 2017 entre EDF, Enedis, la Fédération Nationale des Autorités concédantes et Régies (FNCCR) et France urbaine. Près d'une soixantaine de contrats de concession conformes à ce nouveau modèle ont été conclus au 31 décembre 2018, avec des syndicats départementaux d'énergie, des collectivités urbaines et des communes.

L'activité 2019 sera marquée par la poursuite du déploiement de ce nouveau modèle de contrat. Une organisation et des outils sont maintenus, 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 POUR EDF EN FRANCE

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 au contexte 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 [(2)] 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. 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'électricité et des combustibles (gaz, charbon, produits pétroliers) et du marché des permis d'émission de CO_2, 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.

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

Mis en œuvre depuis le 1er 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. 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 et comprend la livraison de l'électricité et des certificats de capacité associés.

Le volume maximal d'ARENH pouvant être cédé aux fournisseurs qui en font la demande pour couvrir le besoin de leurs clients finals est fixé à 100 TWh par an. Les modalités d'application de ce plafond sont définies par la CRE.

L'arrêté du 14 novembre 2016 a 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'Electricité Nucléaire Historique a modifié certaines des 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 2018, EDF a fourni 87,1 TWh pour couvrir les besoins des clients finals de ses concurrents dans le cadre de l'ARENH.

(1) Gestionnaire de réseau géré en toute indépendance.
(2) Source : RTE.

Par délibération n° 2018-222 du 25 octobre 2018, la Commission de régulation de l'énergie a fixé, en application des dispositions du Code de l'énergie, la méthode de répartition des volumes d'ARENH en cas de demande exprimée supérieure au plafond législatif. Cette décision dispose notamment qu'en cas de dépassement du plafond d'ARENH au guichet de novembre 2018, d'une part, l'écrêtement ne s'appliquera qu'aux nouvelles demandes d'ARENH formulées lors de ce guichet et, d'autre part, les filiales contrôlées par EDF seront écrêtées intégralement pour les volumes conduisant à un dépassement du plafond. Elle prévoit enfin que lesdites filiales pourront conclure avec la société mère des contrats répliquant le dispositif de l'ARENH ainsi que les conditions d'approvisionnement, notamment le taux d'écrêtement des fournisseurs alternatifs. Lorsqu'il est mis en œuvre, ce mécanisme de l'écrêtement conduit à renforcer le poids de la référence aux prix de marché dans la détermination des tarifs réglementés de vente (TRV) et, toutes choses étant égales par ailleurs, à en renchérir la composante énergie.

La demande des fournisseurs au guichet du 21 novembre 2018, qui s'est élevée à 132,98 TWh hors filiales EDF, ayant dépassé le plafond, EDF livrera 100 TWh d'ARENH en 2019 pour les besoins des clients finals de 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 »). A compter du 1er 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 1er 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.

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.

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 Énergie, 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, gestionnaires de réseaux gérés 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 1er juillet 2000 et filialisé depuis le 1er 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.

RTE est indirectement détenu à 50,1 % par EDF (*via* la société CTE) au 31 décembre 2018 et ses conditions spécifiques de gouvernance conduisent le Groupe à ne pas consolider RTE par intégration globale mais par mise en équivalence.

1.4.4.1.1 Gouvernance de CTE et de RTE

CTE

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

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.

RTE

RTE est une société anonyme à Conseil de surveillance et Directoire. 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 des actionnaires (trois représentants d'EDF, deux représentants de la Caisse des Dépôts et Consignations et un représentant de CNP Assurances) ;
- quatre membres élus par le personnel.

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

Par application du décret n° 2018-580 du 4 juillet 2018, RTE est désormais soumis au contrôle économique et financier de l'État et un Contrôleur général, nommé par arrêté, assiste désormais aux Conseils 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 (*Independant 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.

1.4.4.1.2.1 Bilan énergétique

Synthèse 2018

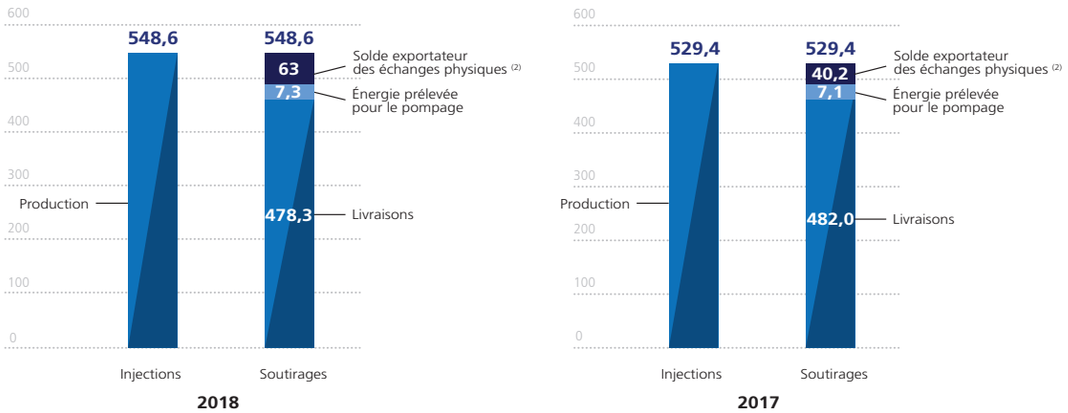
En 2018, la consommation brute s'établit à près de 478 TWh, soit -0,8 % par rapport à l'année précédente. Cette baisse s'explique par des températures globalement plus douces, surtout en tout début et en fin d'année, par une croissance économique moins soutenue qu'en 2017 et par des mouvements sociaux importants dans le transport ferroviaire au printemps. La consommation d'électricité atteint un pic de 96,6 GW le mercredi 28 février 2018 à 19 heures alors qu'une vague de froid tardive s'installe en France. Il s'agit de la 3e pointe de consommation la plus haute jamais enregistrée en France.

Hors secteur de l'énergie, la consommation corrigée des aléas climatique et des effets calendaires atteint 474 TWh en 2018, niveau stable par rapport à 2017 (-0,3 %). Les principaux facteurs structurels expliquant cette stabilisation sont l'évolution de la croissance économique moins soutenue qu'en 2017 et les effets de la maîtrise de la consommation.

La consommation de la grande industrie directement raccordée au réseau public de transport s'élève à 66,2 TWh. Ce volume est en baisse de 1,8 % par rapport à 2017, ce qui s'explique principalement par des mouvements sociaux importants dans le transport ferroviaire et par l'incident survenu sur le site d'un client industriel du secteur de la métallurgie.

Le temps de coupure équivalent (TCE) est un des indicateurs utilisés pour mesurer la qualité de l'électricité fournie par RTE. Les indicateurs de RTE sur la continuité d'alimentation en 2018 sont encore provisoires. Avec les éléments disponibles à date, le temps de coupure équivalent serait de 2 min 59 sec [1] pour le temps de coupure équivalent (l'objectif fixé par la CRE est de 2 min 48 s) et de 0,42 pour la fréquence de coupure (l'objectif fixé par la CRE est de 0,46).

Bilan simplifié des flux énergétiques sur le réseau de RTE [1]
En TWh



(1) Données 2018 provisoires (les données définitives du Bilan électrique 2018 seront disponibles sur le site de RTE en juillet 2019 : 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

Au 31 décembre 2018, la capacité installée éolienne atteint 15 108 MW. Il s'agit d'une hausse de 11,2 % par rapport à 2017. La production éolienne s'établit à 27,8 TWh en 2018 et progresse de 15,3 % par rapport à 2017. Cette augmentation s'explique non seulement par la croissance du parc mais aussi par des conditions météorologiques particulièrement favorables en 2018.

Avec 873 MW de puissance solaire nouvellement raccordée en France métropolitaine, la capacité totale du parc installé atteint 8 527 MW au 31 décembre 2018. Il s'agit d'une augmentation de 11,4 % par rapport à 2017. La production solaire, qui s'établit à 10,2 TWh en 2018, augmente de 11,3 % par rapport à 2017 tirant parti à la fois de la progression du parc installé et de conditions météorologiques favorables.

La France redevient le premier pays exportateur d'Europe

Le solde des échanges français s'établit à 60,2 TWh en 2018, en progression par rapport aux deux années précédentes. Le volume d'import est de 26,1 TWh, et celui d'export de 86,3 TWh. La France redevient le premier pays exportateur d'Europe.

La situation des échanges contractuels sur les différentes frontières est la suivante pour 2018 :

- Espagne : le solde des échanges avec l'Espagne reste très exportateur avec 12 TWh. Il est cependant en léger recul par rapport à l'an dernier, notamment du fait d'une meilleure production hydraulique dans la péninsule ibérique ;
- région Europe centrale et de l'ouest (Allemagne et Belgique) : alors que le solde était importateur les deux dernières années, la tendance s'inverse en 2018 avec un solde exportateur de 6,1 TWh. Ceci s'explique notamment par une meilleure disponibilité du parc nucléaire français, une production hydraulique française

(1) La valeur du temps de coupure équivalent pour 2018 peut évoluer après la publication de ce document suivant le classement de certains incidents de la fin d'année en événements exceptionnels.

abondante ainsi que les nombreuses indisponibilités des centrales nucléaires belges en fin d'année ;

- Italie : le solde des échanges avec l'Italie est toujours fortement exportateur. Il progresse avec 18,5 TWh. L'interconnexion est très majoritairement sollicitée dans le sens export avec seulement 330 pas horaires importateurs (soit moins de 4 % du temps) contre 452 en 2017 ;
- Suisse : le solde des échanges avec la Suisse progresse et s'établit à 10,6 TWh. Le mois de juillet est le seul mois importateur, les échanges étant usuellement plus équilibrés en été (lorsque la production hydraulique suisse est plus importante) ;
- Grande-Bretagne : le solde des échanges avec la Grande-Bretagne est exportateur à hauteur de 13 TWh, en progression par rapport à 2017 malgré des capacités d'échange limitées à 1 500 MW du 9 mars au 5 mai en raison de l'indisponibilité partielle de la liaison Interconnexion France-Angleterre (IFA) suite à un incident sur un câble.

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, de la réhabilitation ou du renouvellement des ouvrages, et du dépannage d'urgence.

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. Depuis 2018, RTE veille à pérenniser le réseau ainsi sécurisé.

1.4.4.1.2.3 Développement et réalisation de nouveaux investissements

Dans un contexte de transition énergétique qui est en train de modifier les fondamentaux du système électrique français, RTE fait évoluer ses activités pour préparer et accompagner ces grandes mutations : la croissance de la consommation n'est plus le moteur unique des investissements de RTE qui sont davantage voués à l'accueil des énergies renouvelables et le développement des interconnexions progressent. RTE développe également de nouvelles solutions pour rendre la gestion du réseau plus flexible à travers les technologies numériques, le stockage et les nouveaux usages.

RTE élabore chaque année un programme annuel d'investissements soumis à la CRE. En 2018, le montant total des investissements de RTE au périmètre régulé par la CRE s'est élevé à 1 447 millions d'euros. Les principaux investissements ont porté sur les travaux de construction de l'interconnexion à courant continu entre la France et l'Italie passant par la galerie de sécurité du tunnel du Fréjus, la poursuite des travaux de construction de la nouvelle interconnexion à courant continu entre la France et le Royaume-Uni « IFA 2 », la mise en service du projet « Cergy-Persan » qui consiste à sécuriser le Nord-Ouest de Paris et les projets de mobilité du Grand Paris en remplaçant le réseau actuel de 225 000 volts par une technologie de 400 000 volts et le lancement des travaux de raccordement du parc éolien en mer de Saint-Nazaire.

Par ailleurs, 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 2019 de RTE approuvé par le régulateur est de 1 642 millions d'euros. Le programme d'investissements 2019 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 l'intégration européenne des marchés et à la transition énergétique. Par exemple, il faut noter qu'à l'issue des renégociations des contrats des appels d'offres des parcs éoliens en mer entre les lauréats et l'État à l'été 2018, les dépenses pour les raccordements de ces projets au réseau électrique sont dorénavant à la charge de RTE.

En 2018, la base d'actif régulée (BAR) s'est accrue de 194 millions d'euros, passant de 14 119 millions d'euros au 1er janvier 2018 à 14 313 millions d'euros au 1er janvier 2019 (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, et 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 permettent d'assurer le transit de l'énergie d'un pays à l'autre, la sûreté de fonctionnement des réseaux de transport d'électricité et le développement du marché européen de l'électricité. Elles permettent 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.

RTE et Elia ont ensuite été progressivement rejoints par les gestionnaires de réseau de l'Europe de l'Ouest : National Grid (Royaume-Uni), Terna (Italie), 50 Hertz (nord-est de l'Allemagne), REN (Portugal), REE (Espagne) et récemment Eirgrid et SONI (Irlande).

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 1er janvier 2008. Sa dénomination sociale, ERDF à l'origine, est devenue Enedis le 1er juin 2016. Enedis dessert environ 95 % de la population métropolitaine continentale. Les 5 % restants sont desservis par des Entreprises Locales de Distribution (ELD).

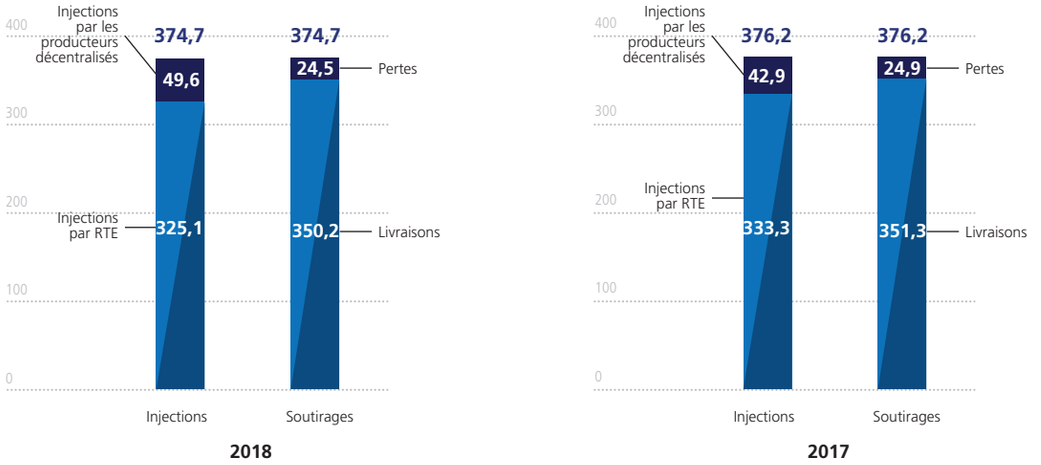
En 2018, Enedis a distribué l'électricité à plus de 36,5 millions de clients (points de livraison) et permis l'injection de 410 000 sites de production en France continentale grâce à un réseau d'environ 1,4 million de kilomètres.

Au 31 décembre 2018, Enedis employait 38 691 personnes.

(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).

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. Le volume des pertes constatées sur 2018 s'est élevé à 24,5 TWh (voir bilan électrique ci-dessus), soit un taux de 6,3 % [(1)]. Les pertes enregistrées dans les comptes, y compris régularisations d'exercices antérieurs sont de 1 100 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.

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 2018 d'environ :

- 644 901 kilomètres de lignes Haute Tension A (HTA) à 20 000 volts ;
- 721 000 kilomètres de lignes Basse Tension (BT) à 400 volts ;
- 2 242 postes sources HTB/HTA ;
- 787 492 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. Un nouveau Commissaire du Gouvernement a été nommé par arrêté en date du 25 octobre 2018.

Le 1er 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 permet 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).

(1) Ce taux est désormais calculé en rapportant les pertes de l'année aux injections brutes avant déduction des refoulements vers le réseau de transport

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. 2 224-31 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 2018, 3 998 millions d'euros ont été investis par Enedis, dont 1 464 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 705 millions d'euros en 2018. Au total, près de 4,7 milliards d'euros ont été investis en 2018 en France continentale sur les réseaux de distribution.

INVESTISSEMENTS BRUTS D'ENEDIS

(en millions d'euros)	2018	2017
Raccordements et renforcements	1 464	1 411
Obligations réglementaires, sécuritaires et de voirie	415	402
Outils de travail et moyens d'exploitation	347	363
Modernisation du réseau (1)	1 772	1 591
TOTAL INVESTISSEMENTS ENEDIS	**3 998**	**3 767**
REMISES D'OUVRAGES PAR LES TIERS ET COLLECTIVITÉS (2)	**705**	**721**
TOTAL INVESTISSEMENTS SUR LE RÉSEAU	**4 703**	**4 488**

(1) Dont Linky : 792 millions d'euros en 2018 et 612 millions d'euros en 2017 (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 I 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, notamment en effectuant des travaux d'élagage. Le montant réalisé en 2018 s'élève à 325 millions d'euros en 2018 (contre 327 millions d'euros en 2017).

La qualité de la desserte

La qualité de la desserte constitue un objectif majeur d'Enedis. En 2018, le temps moyen de coupure hors incidents transport et hors incidents exceptionnels est de 64 minutes, ce qui constitue un bon résultat pour une année marquée par les aléas climatiques fréquents et intenses. 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 la 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 2018, la FIRE a été mobilisée à cinq reprises : la tempête Eleanor du 4 janvier qui impacte le Nord de la France, les inondations de mi-janvier au début février qui touchent l'Ile-de-France, les orages du 4 juillet qui ont impacté la partie Sud-Ouest de la France et des épisodes canicule entre fin juillet et mi-août subis par l'Ile-de-France et la partie sud de la France, ainsi que les épisodes de neige collante des 29 et 30 octobre. 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 2018, on constate une reprise des raccordements photovoltaïques avec 825 MW d'installations photovoltaïques nouvelles raccordées (contre 755 MW à fin 2017). Le développement de la production éolienne raccordée au réseau public de distribution se poursuit également, et 1 360 MW raccordés en 2018 (contre 1 300 MW en 2017).

À fin 2018, le parc de production photovoltaïque et éolien raccordé au réseau opéré par Enedis est d'environ 20,4 GW, composé respectivement de 7,4 GW de centrales photovoltaïques et de 13 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 (2,5 GW), le biogaz, la biomasse, le thermique fossile dispatchable. Au total, à fin 2018, le parc de production raccordé à Enedis est d'environ 26,3 GW.

Plus de 19 200 installations photovoltaïques ont également été raccordées en autoconsommation en 2018, ce qui représente près de 80 % 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 1er juillet 2007.

65 fournisseurs d'électricité, opérant sur le marché français, sont en 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 s'accroît notablement, aussi bien pour les puissances souscrites supérieures à 36 kVA depuis la suppression des tarifs réglementés de ventes fin 2016, que désormais pour les puissances souscrites inférieures à 36 kVA. Plus d'une centaine de nouveaux acteurs tiers susceptibles d'exploiter les données de consommation des clients sur autorisation de ces derniers contribuent à la dynamique du marché.

Concessions

Au 31 décembre 2018, Enedis est co-concessionnaire avec EDF de 475 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 désignée 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 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. Le nouveau modèle de contrat entériné par cet accord réaffirme les principes du modèle concessif français : service public, solidarité territoriale et optimisation nationale, tout en tenant compte des enjeux de la transition énergétique. L'officialisation de ce nouveau modèle a ouvert la voie à une modernisation dans la durée de la relation d'Enedis avec les autorités concédantes. Dès 2018, des renouvellements de contrats de concession ont pu être finalisés et de nouvelles négociations ont été engagées dans la perspective de renouveler l'ensemble des contrats en cours avant fin 2021. Au 31 décembre 2018, près de 60 contrats de concession ont ainsi pu être renouvelés sur la base du nouveau modèle. En outre, une soixantaine d'autorités concédantes se sont d'ores et déjà engagées formellement à renouveler leur contrat sur cette base au plus tard en 2021.

Conformément à l'article L. 334-3 du Code de l'énergie, les contrats de concession conclus ou modifiés depuis la création d'Enedis (sous son ancienne dénomination d'ERDF) sont 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 ». Les autres contrats de concession en cours sont réputés signés selon les mêmes principes.

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.

En mars 2018, Enedis et GRDF ont décidé la création de deux entités mixtes : l'UONRH-MS regroupant les activités de contrat de travail, études et médico-social et l'OIT, l'Opérateur Informatique & Télécom regroupant toutes les activités de téléphonie et de bureautique. La mise en place de ces deux entités mixtes prend effet au 1er janvier 2019.

Pour Enedis, les autres activités supports (des domaines Véhicules & Engins, Contentieux et Assurance, Formation et Recrutement, et Achats tertiaires) sont regroupées au sein d'une Direction des Services Supports.

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 continue de déployer 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. Ces derniers ont mis en place en 2018 des offres contractuelles nouvelles rendues possibles par la mise en place de Linky à grande échelle (tarifs différenciés, moins élevés, pour l'utilisation par exemple d'électricité dite « verte » produite à partir de panneaux photovoltaïques par exemple). La mise à disposition des clients, grâce à Linky, de courbes de consommation d'électricité à la journée, à la semaine ou au mois, favorise la maîtrise de l'énergie et est un levier concret et attendu par les pouvoirs publics de la transition énergétique.

Suite à une expérience réussie et validée par les pouvoirs publics, Enedis a lancé le 1er décembre 2015 la première tranche du déploiement généralisé des compteurs Linky qui représente un montant total d'investissements de 4 045 millions d'euros [(2)] sur la période 2014-2021.

(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) Les coûts à terminaison du programme ont été revus à la baisse, de 4 455 à 4 045 millions d'euros sur la période 2014-2021, après prise en compte des prix des derniers marchés de matériels (compteurs concentrateurs) et de prestation de pose signés.

À fin 2018, les investissements cumulés (2014-2018) déjà réalisés sont de 1 911 millions d'euros, pour 15,6 millions de compteur Linky installés (y compris compteurs de l'expérimentation), dont plus de 13,7 millions ouverts à tous les services.

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.

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 dès 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* a mis en œuvre un « socle réseau » en 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.).

Enedis va poursuivre en 2019 la modernisation du réseau, afin de faciliter l'accueil des énergies renouvelables et d'accompagner l'ensemble des acteurs du système électrique.

Assurer la mutation digitale et la gestion des données

Le programme numérique engagé depuis 2014 par Enedis est arrivé à maturité. Basé sur quatre volets : la gestion de l'infrastructure (télé-conduite, maintenance prédictive etc.), 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. Il permet notamment de 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'ensemble des territoires et les citoyens

L'autoconsommation, l'autoproduction, 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 etc.), 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 s'appuient sur de nombreuses startups. Enedis « fertilise » ces projets et ces développements avec ses propres recherches et innovation dans le domaine des *smart grids* et des data notamment. En 2018, Enedis a également retenu dans son plan de développement stratégique l'ambition d'être un partenaire industriel de référence pour tous les acteurs de la mobilité électrique afin de co-construire les solutions permettant son développement à grande échelle.

En effet, l'intégralité des bornes de recharge va être directement ou indirectement raccordée au réseau de distribution dont Enedis assure le développement et l'exploitation. Dans le défi collectif que constitue la mobilité électrique, la contribution d'Enedis est attendue de la part de l'ensemble des acteurs, en particulier par les collectivités territoriales et les industriels dont Enedis est partenaire au quotidien.

Se tourner vers l'international

Dans le domaine des *smart grids*, Enedis est passé en quelques années du 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. La Belgique, l'Égypte, l'Indonésie et l'Inde ont retenu des solutions portées par Enedis et son expertise.

Enedis continue à accompagner 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-up*, universités ou instituts de recherche, etc.).

Aujourd'hui, l'ambition de l'équipe française des *smart grids* est de maintenir son *leadership* en Europe, et de rayonner dans le reste du monde.

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 : 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, ainsi que plusieurs îles du Ponant (Sein, Ouessant, Molène).

L'organisation d'EDF dans ces territoires repose sur deux structures :

- la Direction des Systèmes Énergétiques Insulaires assurant au quotidien l'équilibre entre offre et demande, gérant l'ensemble des réseaux et exerçant une activité de commercialisation sans concurrence, orientée par une politique active d'efficacité énergétique ;
- la filiale EDF Production Électrique Insulaire en charge de la construction et de l'exploitation des nouveaux moyens de production.

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 le budget de l'État (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 2018	
	Total	dont Corse
Effectif [1]	3 457	762
Nombre de clients	1 166 994	259 914
Longueur réseaux *(en km)*	37 348	11 951
Puissance nette installée du parc *(en MW)*	2 058	574
dont parc hydraulique et autres renouvelables	*437*	*204*
dont parc thermique [1]	*1 621*	*369*
Production [1]*(en GWh)*	5 928	1 388
dont production hydraulique	*1 682*	*569*
Achats d'énergie auprès des tiers *(en GWh)*	3 762	894
dont énergies renouvelables, y compris bagasse	*1 377*	*278*
dont autres énergies	*2 385*	*615*
TOTAL DE L'ÉNERGIE PRODUITE PAR EDF ET ACHETÉE AUPRÈS DES TIERS	**9 690**	**2 281**

(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 2017 et 2018.

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, EDF développe dans ces territoires une action volontariste de maîtrise de la demande en énergie (MDE) en collaboration avec l'ensemble des acteurs institutionnels (représentants des services de l'État, de la collectivité, Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie, institutions locales, etc.).

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 les PPE des territoires, 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. Deux autres projets sont en cours de préparation, en Corse et en Guyane.

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 92 millions d'euros dans le domaine de la production d'électricité des SEI en 2018.

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, et le raccordement d'un nombre croissant d'installations de production, conduisent le groupe EDF à poursuivre le renforcement des réseaux électriques.

EDF a ainsi investi 201 millions d'euros dans le domaine des réseaux en 2018.

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 et 2050 pour la Corse.

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.

EDF contribue également à faire progresser les capacités techniques d'insertion des énergies renouvelables intermittentes dans les SEI, en proposant des évolutions de leurs spécifications techniques, en adaptant le système électrique pour le rendre plus robuste aux perturbations, en développant des techniques de mesure communicantes. EDF est également porteur de trois projets de batteries 5 MW pour assurer une fonction de soutien au réseau en cas d'aléa, parmi un ensemble de projets de stockage sélectionnés en 2018 par la CRE.

Des travaux sont également en cours pour faire émerger des micro-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'ile de Sein, permettant une alimentation 100 % d'origine renouvelable pendant plusieurs heures par jour ; une partie du cirque de Mafate à la Réunion est alimentée par de la production solaire avec une batterie et un stockage hydrogène. Plusieurs autres projets sont en cours, notamment pour des zones isolées dans les communes de l'intérieur de Guyane (Maripasoula, Papaicthon, Saint Georges de l'Oyapock).

Dans les systèmes insulaires, l'efficacité énergétique est un levier essentiel de la transition énergétique. EDF contribue à l'élaboration et à la mise en œuvre de la stratégie territoriale de maîtrise de la demande d'énergie (MDE), dont un des outils principaux sont les aides publiques à l'équipement (600 millions d'euros validés par la CRE pour la période 2019-2023). EDF promeut activement les opérations de MDE financées par ces aides vers tous les segments de clientèle, grâce notamment au label Agir Plus.

EDF a engagé le déploiement dans les départements d'outre-mer (hors Mayotte) et en Corse, de 1,2 millions de compteurs numériques d'ici fin 2023. Cela représente un investissement de 268 millions d'euros. Ces compteurs numériques contribueront à moderniser profondément la relation aux clients et à amplifier les leviers de la transition énergétique. A fin 2018, plus de 115 000 compteurs ont été posés.

Phase de reconstruction suite aux aléas climatiques extrêmes de 2017

Le cyclone Irma a touché les iles de St Martin et de St Barthélemy le 6 septembre 2017. Les moyens de production ont été relativement épargnés. La reconstruction des réseaux électriques a été entamée en 2018 ; 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 Électricité Réseaux exerce les activités de gestionnaire du réseau de distribution d'électricité. Strasbourg Électricité 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 1er mai 2017.

1.4.4.4.2 Commercialisation

ÉS Énergies Strasbourg est la filiale de commercialisation d'ÉS.

À fin 2018, ÉS Énergies Strasbourg fournit en énergies plus de 545 000 clients en électricité (y compris renouvelable) et 113 000 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 1er 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 réalise par exemple l'exploitation et la maintenance de la centrale biomasse de Strasbourg située au Port du Rhin, 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.

En 2018, des travaux de rénovation et d'extension du réseau de chaleur de Strasbourg centre ont été réalisés à la fois pour sécuriser les installations et permettre d'alimenter de nouveaux quartiers.

1.4.4.4.4 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.

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 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). Le premier forage a été achevé en décembre 2018. Le deuxième forage est planifié début 2019 pour une mise en service de la centrale en 2020.

À l'été 2018, ÉS a réalisé une cartographie 3D du sous-sol dans le nord de l'Alsace sur un périmètre de 200 km², une première en France à cette échelle. Cette cartographie permettra d'identifier les emplacements les plus propices à l'installation de futures centrales.

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.

1.4.5 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 et EDF Trading (voir 1.4.6.3 « Optimisation et trading – EDF Trading »).

Le Groupe opère également dans le secteur de l'exploration-production de pétrole et de gaz en mer du Nord *via* 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 ») et dans la filière de valorisation des déchets *via* Dalkia Wastenergy (voir 1.4.6.1.1 « Dalkia »).

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 et, dans une moindre mesure, le développement et l'exploitation de projets renouvelables en joint-venture avec EDF Renouvelables.

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 centrales à charbon et à gaz et de ses centrales de cogénération.

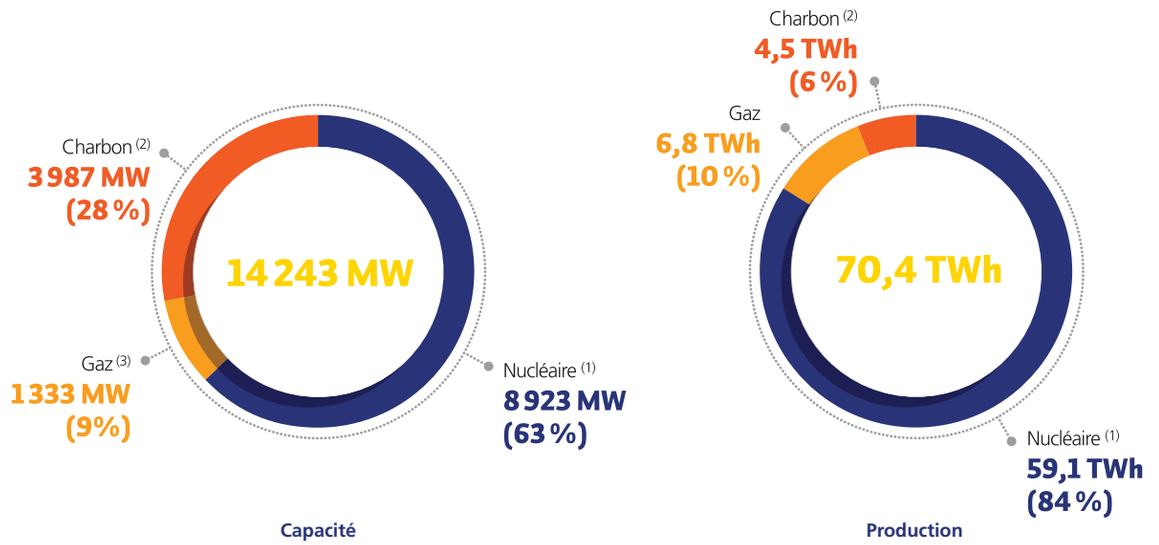
L'entreprise fournit du gaz et de l'électricité à 5,27 millions de comptes clients professionnels et résidentiels et s'est imposée comme le premier fournisseur d'électricité de Grande-Bretagne en termes de volume.

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 participe au chantier de construction de la centrale Hinkley Point C dans le Somerset (EDF détenant 66,5 % et CGN 33,5 %), et développe d'autres projets de Nouveau Nucléaire à Sizewell (EDF détenant 80 % et CGN 20 % au stade du développement), dans le Suffolk, et à Bradwell (EDF détenant 33,5 % et CGN 66,5 %), dans l'Essex.

La société compte environ 12 300 salariés répartis sur ses différents sites à travers le pays.

En 2018, la production totale d'électricité globale au Royaume-Uni était d'environ 289 TWh et la fourniture d'électricité proche de 259 TWh (la différence correspondant principalement aux pertes sur les réseaux de transport et distribution). Le volume total de gaz fourni aux clients particuliers au Royaume-Uni s'est élevé à 311 TWh en 2018.

Capacité installée et production d'EDF Energy - 2018



(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.

EDF Energy	31/12/2018	31/12/2017
Électricité fournie (1) *(en GWh)*	43 939	43 769
Gaz fourni *(en GWh)*	28 944	27 879
Nombre de comptes clients résidentiels *(en milliers)* (2)	4 945	5 160
Nombre de salariés (3)	12 292	12 797
Taux global d'accidents déclarés (4)	1,12	0,59

(1) Électricité fournie au client final comprenant l'ajustement pour énergie en compteur de l'année N - 1.
(2) Données à la fin de l'exercice.
(3) Effectif fin de période, y compris les salariées en congé maternité.
(4) 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

Vue d'ensemble

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. EDF Energy s'inscrit ainsi pleinement dans la stratégie CAP 2030 du groupe EDF et est guidée 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, tout en leur garantissant un service d'excellence et un confort optimal. 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. En réponse au plafonnement temporaire des prix mis en place par le gouvernement britannique pour les clients particuliers bénéficiant des tarifs variables standard, EDF Energy poursuit ses efforts en matière d'efficacité et explore de nouvelles options visant à développer son activité. EDF Energy développe également de nouveaux services et de nouvelles sources de revenus en réponse aux opportunités du marché en matière de flexibilité et d'électrification de l'économie. Avec la co-entreprise de services énergétiques créée avec Dalkia, et notamment la société Imtech, ainsi que les nouvelles capacités comme la plateforme de flexibilité *Powershift*, EDF Energy entend également 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.

En matière de production énergétique, l'objectif d'EDF Energy est de créer de la valeur au travers de ses activités actuelles et nouvelles.

EDF Energy cherche à sécuriser la valeur créée par ses actifs nucléaires, charbon et gazier 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 nucléaires refroidis au gaz (RAG) pour une durée moyenne de 8 ans. 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 visera à optimiser la valeur de fin de vie de ces réacteurs et à 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 sur le marché de capacité britannique.

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. Un autre

projet de nouvelle centrale nucléaire reprenant la technologie chinoise « UK HPR1000 » de CGN est en cours d'élaboration à Bradwell, dans l'Essex.

En partenariat avec EDF Energy Renewables au Royaume-Uni (co-entreprise créée avec EDF Renouvelables), EDF Energy poursuit le développement de projets de production d'énergies renouvelables de nouvelle génération, notamment le projet *offshore* de Neart Na Gaoithe d'une capacité de 450 MW dont le groupe a fait l'acquisition en 2018, situé au large des côtes de l'Écosse orientale. Le nouveau projet de stockage sur batteries de 49 MW à West Burton B est désormais opérationnel et répond aux besoins de National Grid en termes de régulation de fréquence. D'autres projets dans le domaine de la flexibilité sont également étudiés. En juin 2018, EDF Renouvelables a signé un nouveau partenariat avec Dalmore Capital Limited et Pensions Infrastructure Platform pour la cession d'une participation minoritaire de 49 % dans 24 de ses fermes éoliennes (pour environ 550 MW). EDF Energy continuera à acheter la totalité de l'électricité produite et les certificats du programme d'obligation de recours aux énergies renouvelables (*Renewable Obligation Certificates*) générés par les fermes éoliennes à des conditions de marché standards.

Réglementation

Brexit et Traité Euratom

Le Royaume-Uni a voté en faveur de la sortie de l'Union européenne le 23 juin 2016. La livre sterling s'est par conséquent affaiblie, non sans répercussions sur le taux de change euro/livre. Une poursuite de l'affaiblissement de la livre sterling est à prévoir en cas de Brexit « sans accord ». Voir aussi dans la section 2.1.2 « Risques liés au contexte concurrentiel et général », le facteur de risque intitulé « Description 2H : La sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne est susceptible d'avoir un effet négatif sur les conditions économiques globales, les marchés financiers et les activités d'EDF. ».

Le Conseil européen du 25 novembre 2018 a approuvé l'Accord de retrait et la Déclaration politique fixant les relations futures entre l'Union européenne et le Royaume-Uni après la sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne et d'Euratom. L'énergie et le nucléaire civil sont mentionnés dans la Déclaration, de sorte que tous deux figureront sur la liste des priorités dans les négociations sur les relations futures. Le volet nucléaire civil de la Déclaration politique comprend un engagement en faveur d'un accord de coopération nucléaire de grande envergure entre Euratom et le Royaume-Uni.

Avant tout mise en œuvre des décisions relative au Brexit, l'Accord devra être approuvé par la Chambre des communes.

Le Groupe a examiné l'impact de la sortie du Royaume-Uni du Traité Euratom (« Communauté européenne de l'énergie atomique ») (ainsi que les questions plus larges concernant le Brexit). Un exercice complet d'évaluation de l'impact à l'échelle de l'entreprise a conduit à l'élaboration et à la mise en œuvre d'un certain nombre de mesures d'atténuation nécessaires pour faire face aux principaux risques, en mettant particulièrement l'accent sur un scénario « sans accord ».

Le gouvernement britannique a également bien progressé dans le traitement d'un certain nombre de questions clés importantes pour le secteur nucléaire civil qui doivent être traitées au niveau national, incluant :

- le Royaume-Uni et l'Union européenne sont parvenus à un accord sur l'ensemble des questions relatives au retrait d'Euratom ;
- la création de garanties nucléaires spécifiques au Royaume-Uni ;
- des accords de coopération nucléaire avec les États-Unis, le Canada et l'Australie et un nouvel accord de coopération nucléaire avec le Japon d'ici fin mars 2019.

Combinées, les mesures d'atténuation prises par le gouvernement britannique et EDF devraient permettre de faire face aux potentiels impacts les plus graves découlant du retrait d'Euratom et du Brexit au sens large. Le Brexit pourrait notamment avoir comme impact l'imposition de barrières tarifaires et non tarifaires et le risque de retards dans les ports/aéroports perturbant les chaînes d'approvisionnement (ce qui pourrait avoir une incidence sur la performance des centrales et le calendrier de construction de Hinkley Point C), ainsi que la capacité d'accéder à une main-d'œuvre qualifiée, notamment pour la construction de Hinkley Point C. En ce qui concerne la mobilité de la main-d'œuvre, le gouvernement britannique a récemment publié des propositions (un « livre blanc ») concernant le régime d'immigration britannique après le Brexit. De plus, le 29 janvier 2019, le gouvernement britannique a annoncé que, compte tenu du temps nécessaire pour mettre en œuvre le nouveau système d'immigration britannique (qui ne devrait pas débuter avant 2021), des mesures transitoires temporaires s'appliqueront à partir du 30 mars 2019. Cela signifie en pratique qu'il n'y aura que des changements limités concernant la mobilité de la main d'œuvre entrante au Royaume-Uni d'ici à début 2021.

Quoi qu'il en soit, le Royaume-Uni restera membre de l'Agence Internationale de l'Énergie Atomique (AIEA) et œuvre à assurer sa conformité aux normes internationales pertinentes avec les partenaires internationaux. Le Royaume-Uni a signé avec l'AIEA un nouvel accord de garanties bilatéral et volontaire qui devrait être ratifié d'ici le 29 mars 2019.

Marché de capacité

Le 15 novembre 2018, le Tribunal de la Cour de justice de l'Union européenne a statué en faveur de Tempus Energy contre la Commission européenne, annulant la décision de la Commission européenne de ne pas s'opposer au régime d'aides instaurant un marché de capacité au Royaume-Uni. En conséquence, le gouvernement britannique a suspendu le paiement des capacités aux producteurs. Le gouvernement a déclaré qu'il travaillera en étroite collaboration avec la Commission afin que le marché de capacité puisse être rétabli dès que possible. Dans l'intervalle, le gouvernement a demandé à *National Grid* et à la *Electricity Settlement Company* de continuer à exploiter le marché de capacité de manière normale (dans la mesure du possible) et a confirmé son intention d'organiser à l'été 2019 une enchère additionnelle de remplacement « T-1 » (pour livraison à l'hiver 2019/2020) qui accordera des « capacités conditionnelles » aux enchérisseurs retenus. Le gouvernement souhaite que les fournisseurs de capacités puissent bénéficier de paiements différés après la période de statu quo. Les paiements différés, qu'ils soient liés à des accords de capacités existants ou à de futures enchères, restent toutefois soumis à une autorisation en titre des aides d'État par la Commission européenne ; le 21 février 2019, la Commission européenne a annoncé le lancement d'une enquête approfondie sur le régime du marché de capacité britannique.

1.4.5.1.2 Activités d'EDF Energy

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. Comme en 2017, aucun événement majeur de sûreté n'est à déplorer en 2018 sur le parc d'EDF Energy.

En 2018, EDF Energy a déclaré 1 événement significatif pour la sûreté (ESS) de niveau 2 sur l'échelle INES [(1)] au titre d'un site RAG (aucun ESS de niveau 2 en 2017).

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 2018, la dose individuelle moyenne reçue par tous les employés des sites nucléaires existants d'EDF Energy a été de 0,058 mSv, la dose limite légale étant de 20 mSv par an. La dose individuelle la plus forte reçue en 2018 est de 7,2 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

(1) International Nuclear Event Scale.

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 début 2019. Les examens périodiques des réacteurs d'Heysham 2 et de Torness ont été soumis à l'ONR pour examen en 2019, une validation étant 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. 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.

DURÉE 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	Févr. 1976	47 ans	22 ans	2023	2017
Hunterston B	RAG	Févr. 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	Févr. 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) 2018	Production (2) (en TWh) 2017
Centrales électriques RAG			
Dungeness B	1 090	5,7	5,7
Hartlepool	1 185	8,1	9,3
Heysham 1	1 060	7,4	6,3
Heysham 2	1 240	8,9	10,3
Hinkley Point B	965	7,2	7,3
Hunterston B	985	3,8	7,3
Torness	1 200	8,6	8,9
Centrale électrique REP			
Sizewell B	1 198	9,4	8,8
TOTAL	**8 923**	**59,1**	**63,9**
FACTEUR DE CHARGE (3)		**76 %**	**82 %**

(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 59,1 TWh en 2018, soit 4,8 TWh de moins qu'en 2017 (63,9 TWh). La diminution de la production est en grande partie attribuable aux arrêts prolongés à Hunterston B pour les inspections du graphite et les études de sûreté, aux arrêts prolongés à Dungeness B pour remédier aux fissures dans les conduites de vapeur et à la corrosion dans les conduites d'eau de refroidissement, ainsi qu'à deux arrêts programmés supplémentaires en 2018.

Des arrêts programmés ont été réalisés sur le réacteur 1 de Hartlepool, le réacteur 2 de Heysham 1, le réacteur 7 de Heysham 2, le réacteur 4 de Hinkley Point B et le réacteur 2 de Torness. Un arrêt programmé lancé à Sizewell B en 2017 a été prolongé jusqu'en 2018 pour effectuer des réparations sur les générateurs de vapeur. L'unité a été remise en service le 31 janvier 2018.

Un arrêt programmé du réacteur 22 de Dungeness B a été lancé en août 2018, associé à un arrêt du réacteur 21 initié en septembre pour effectuer des travaux sur les systèmes communs. Ces arrêts ont été prolongés pour remédier aux fissures dans les conduites de vapeur et à la corrosion dans les conduites d'eau de refroidissement. Les unités devraient être remises en service au deuxième trimestre 2019.

Le réacteur 3 de Hunterston B a été arrêté en raison d'une inspection prévue du noyau en graphite en mars 2018. Suite à la découverte de nouvelles fissures de racines des rainures de clavette dans le noyau du réacteur à un rythme légèrement supérieur à celui modélisé dans le dossier de sûreté actuel, EDF Energy a pris la décision de maintenir le réacteur hors service pour effectuer des inspections et des travaux de sûreté supplémentaires. Une inspection du noyau en graphite du réacteur 4 de Hunterston B, prévue pour 2019, a également eu lieu plus tôt, en octobre 2018. Les unités devraient être remises en service au deuxième trimestre 2019.

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 a gestion des déchets radioactifs et 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 Nuclear Generation Limited assume le financement de certains passifs exclus ou non éligibles (principalement les passifs qui proviendraient d'une exploitation des centrales qui ne seraient 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.

1.4.5.1.2.2 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)* 2018	2017
Cottam	Nottinghamshire	1970	4	Charbon	2 000	2,7	3,1
West Burton A	Nottinghamshire	1970	4	Charbon et turbines au gaz à circuit (1)	1 987	1,8	1,7
West Burton B	Nottinghamshire	2013	3	Cycles Combinés Gaz	1 332	6,8	6,6
TOTAL	**Royaume-Uni**		**11**		**5 319**	**11,3**	**11,4**

(1) Cycle Combiné Gaz ouvert.

En 2018, les centrales au charbon de Cottam et de West Burton A ont produit 4,5 TWh d'électricité. Cela représente 0,3 TWh de moins par rapport à l'année précédente. Cette production demeure satisfaisante sur une période caractérisée par de faibles *dark spreads* et des arrêts au niveau de six des huit tranches charbon.

Le 7 février 2019, EDF Energy a décidé d'arrêter le 30 septembre 2019 la production sur le site de la centrale charbon de Cottam, après plus de 50 ans d'exploitation. Cette décision reflète l'évolution des conditions de marché et la volonté de décarboner activement la production d'électricité.

La centrale CCGT de West Burton B a généré 6,8 TWh d'électricité en 2018, soit une augmentation de 0,2 TWh par rapport à 2017. Cette production demeure satisfaisante eu égard à la volatilité des marchés, aux défis auxquels la centrale a été confrontée et aux trois arrêts temporaires effectués sur l'année.

EDF Energy exploite également deux sites de stockage de gaz à cycle court dans le Cheshire. Hill Top Farm a démarré ses activités à la mi-janvier 2015, avec le lancement commercial de trois cavités. L'exploitation commerciale d'une quatrième cavité a débuté en 2018. La dernière cavité devrait devenir opérationnelle en 2019. En 2018, il a été décidé de ne pas relancer l'exploitation commerciale de l'installation Hole House dans un avenir proche en raison des conditions de marché complexes associées à la nécessité imminente de réaliser d'importants investissements au sein de la centrale.

1.4.5.1.2.3 Division Clients

	31/12/2018	31/12/2017
Électricité fournie aux clients (en GWh)	43 939	43 769
Gaz fourni aux clients (en GWh)	28 944	27 879
Nombre de comptes clients particuliers en fin de période (en milliers)	4 945	5 160

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 2018, EDF Energy a fourni 11,65 TWh d'électricité et 28,78 TWh de gaz à sa clientèle de particuliers. Au 31 décembre 2018, EDF Energy détenait sur ce segment 3,003 millions de comptes clients électricité et 1,942 million de comptes clients gaz.

La concurrence

Les données les plus récentes (à fin octobre 2018) 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 27 % contre 20,6 % fin octobre 2017. Il y avait 62 petits et moyens fournisseurs à la fin octobre (hors marques blanches et Licence Lites).

EDF Energy comptait 4,945 millions de comptes produits fin décembre 2018, soit une baisse de près de 0,2 million de comptes depuis le début de l'année. La part de marché a légèrement diminué au cours des 12 derniers mois et s'établit actuellement à 9,6 % au 31 octobre 2018. Bien que la part de marché d'EDF Energy sur l'ensemble des comptes ait diminué de 0,46 %, ce recul soutient favorablement la comparaison avec la perte moyenne de part de marché de 0,92 % pour les autres grands fournisseurs, seul E.ON enregistrant une baisse moindre (0,3 %).

EDF Energy a remporté le transfert collectif de contrat de MoneySavingExpert en janvier 2018, gagnant ainsi 10 000 clients à un tarif fixe sur deux ans et poursuivant sa stratégie d'acquisition axée sur les transferts collectifs et les tarifs exclusifs.

Évolutions réglementaires

Plafond tarifaire par défaut

Le 6 novembre 2018, l'Ofgem a publié sa décision sur le plafond tarifaire par défaut, dont les principales caractéristiques sont les suivantes :

- introduction le 1er janvier 2019 ;
- s'appliquera à 11 millions de clients bénéficiant de tarifs par défaut au Royaume-Uni ;
- sera actualisé tous les 6 mois, pour s'aligner sur le plafond existant des compteurs prépayés ;
- s'appliquera au moins jusqu'à 2020, après quoi le gouvernement pourra le prolonger par périodes de 12 mois jusqu'à 2023 au plus tard.

Le plafond est de 1 137 £ pour les clients payant par prélèvement et de 1 221 £ pour les clients payant en espèces et par chèque, à consommation moyenne.

Péréquation du programme *Renewables Obligation*

Le 21 novembre 2018, l'Ofgem a confirmé un déficit de 59 millions de livres sterling dans le fonds de rachat du programme d'obligation de recours aux énergies renouvelables (*Renewables Obligation*) du gouvernement. Par ailleurs, il y a également un manque à gagner de 4 millions de livres sterling relatif aux paiements des fournisseurs au fonds de régularisation périodique des tarifs de rachat (*Feed-in Tariffs*). Ces manques à gagner déclencheront la mutualisation, ce qui signifie que les fournisseurs ayant honoré leurs obligations seront tenus de combler le manque à gagner.

Compteurs intelligents

EDF Energy reste déterminé à fournir des compteurs intelligents à tous les clients particuliers et PME qui souhaitent bénéficier de cette nouvelle technologie d'ici 2020. En 2018, EDF Energy a continué d'accroître ses effectifs sur le terrain et a installé environ 515 000 compteurs intelligents supplémentaires, dépassant ainsi l'objectif fixé pour cette année. Fin 2018, environ 24 % des clients d'EDF Energy concernés par ce déploiement étaient équipés de compteurs intelligents. En 2018, suite à la mise en place de l'infrastructure informatique et de communication nationale (DCC), les fournisseurs ont également pu commencer à installer des compteurs intelligents de deuxième génération. EDF Energy en a installé environ 36 000. EDF Energy prévoit d'achever la transition vers les compteurs intelligents de deuxième génération au 1er trimestre 2019, conformément à la date butoir fixée par le gouvernement.

Services aux clients particuliers

Au troisième trimestre 2018 le classement des fournisseurs d'énergie établi par *Citizens Advice Energy* a classé EDF Energy au troisième rang des principaux fournisseurs, derrière British Gas et SSE. EDF Energy occupait la 2e place au quatrième trimestre 2017, mais a obtenu une meilleure note de 3,95 sur 5 au troisième trimestre 2018, contre 3,7 au quatrième trimestre 2017. Dans le tableau global des 34 fournisseurs, EDF Energy est passé de la 9e place au quatrième trimestre 2017 à la 8e place au troisième trimestre 2018.

Tout au long de 2018, les clients sont restés très positifs à l'égard du service qu'ils ont reçu sur l'ensemble des canaux, avec un score de recommandation de fin d'année (moyenne octobre à décembre 2018) de + 53 pour nos modes de contact et une note de 4,2 sur 5 en matière de promotion de la transition numérique (*Digital Net Ease Score*). EDF Energy poursuit ses efforts visant à réduire les contacts inutiles avec ses clients, avec 68 % des transactions réalisées par les clients faisant appel au libre-service client.

Clients professionnels

En 2018, le segment professionnel a fourni un total de 32,3 TWh d'électricité, dont 1,9 TWh à destination de 203 434 comptes de petites et moyennes entreprises (PME) et 30,4 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 184,1 TWh, ce qui fait d'EDF Energy le plus grand fournisseur des clients 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. Le guichet d'octobre 2018 s'est bien déroulé et les marges en £/MWh ont augmenté par rapport au début de l'année.

Le segment « grandes entreprises » a réussi à augmenter son volume d'approvisionnement en direct en 2018 grâce à l'acquisition et à l'intégration de deux prospects stratégiques, Hanson et Manchester Airport Group. Cette réussite se traduit par une performance financière positive, avec une marge brute plus élevée en 2018 qu'en 2017. D'autres acquisitions clés conclues en 2018, notamment un autre cadre stratégique du secteur public (NEPO), ainsi qu'un certain nombre de renouvellements clés, soutiendront le volume du segment « grandes entreprises » en 2019.

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 au

moment de l'acquisition de British Energy. Les 80 % restants sont vendus au segment Optimisation des marchés de gros d'EDF Energy 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 2018, ces achats ont représenté environ 4,5 TWh.

La position nette de ventes d'EDF Energy sur les marchés de gros pour les volumes livrés en 2018 a été d'environ 17,4 TWh (y compris les ventes structurées). En 2018, EDF Energy a vendu environ 49,3 TWh et acheté 32,0 TWh.

Approvisionnement en gaz, charbon et obtention de droits d'émission de CO_2

Des contrats d'achat de gaz et de charbon (physiques et financiers) ainsi que de droits d'émissions de CO_2 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 2018, 29 % de l'approvisionnement en charbon d'EDF Energy provenait de fournisseurs nationaux et 71 % d'approvisionnements internationaux.

1.4.5.1.2.4 Division Nouveau Nucléaire

Activité Nouveau Nucléaire

Suite de la décision finale d'investissement (FID) prise par le Conseil d'administration d'EDF le 28 juillet 2016, EDF et China General Nuclear Power Corporation (CGN) ont signé les contrats définitifs relatifs à la construction de deux réacteurs EPR sur le site de Hinkley Point dans le Somerset (projet « Hinkley Point C » ou « HPC »). L'accord comprenait également un partenariat concernant le développement au Royaume-Uni de deux centrales nucléaires à Sizewell dans le Suffolk (projet « Sizewell C ») et à Bradwell dans l'Essex (projet « Bradwell B »).

La technologie EPR est déjà déployée dans les centrales de Flamanville en France (actuellement en construction et détenue à 100 % par EDF - voir section 1.4.1.2.1 « Projet EPR de Flamanville 3 ») et à Taishan en Chine (voir section 1.4.1.2.2 « Autres projets Nouveau Nucléaire - EPR de Taishan »). L'utilisation de la même technologie, bien qu'adaptée aux exigences réglementaires britanniques et aux spécificités du site d'Hinkley Point C, permettra de bénéficier d'un effet de série sur la standardisation de la conception, la construction et l'exploitation.

Hinkley Point C (HPC)

Financement

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.

Coûts du projet et calendrier

Suite à la décision finale d'investissement de septembre 2016, EDF a entrepris en 2017 un examen des coûts et du calendrier du projet HPC, dont les conclusions étaient les suivantes [1] :

- confirmation du jalon « J0 », à savoir l'achèvement de la coulée du premier béton de sûreté nucléaire du radier de la tranche 1 et prévu pour mi-2019 ;
- estimation des coûts à terminaison du projet à 19,6 milliards de livres sterling 2015, soit une hausse de 1,5 milliard en livres sterling 2015 [2] par rapport aux évaluations précédentes. Cette estimation suppose la réussite de plans d'actions opérationnels, notamment ceux en partenariat avec les fournisseurs. Les coûts additionnels estimés [3] s'expliquent principalement par une meilleure appréhension du design adapté aux exigences des régulateurs britanniques, par le séquencement et le volume de travail sur site, ainsi que par la mise en œuvre progressive des contrats avec les fournisseurs. Le taux de rentabilité prévisionnel (TRI) pour EDF est estimé à environ 8,5 % [4], contre 9 % [2] initialement ;
- estimation d'un risque de report de la livraison à 15 mois pour la tranche 1 et 9 mois pour la tranche 2. La matérialisation de ce risque induirait une potentielle hausse des coûts de l'ordre de 0,7 milliard de livres sterling 2015. Dans cette hypothèse, le TRI d'EDF s'établirait à environ 8,2 % [2].

En ce qui concerne le calendrier global, les équipes projet sont pleinement mobilisées et mettent en œuvre des 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 dépassements de budget ou à des retards ; ces accords sont protégés par une clause de confidentialité.

Avancement du projet

À fin 2018, le projet a confirmé l'objectif « J0 » fixé pour mi-2019 et a atteint les quatre objectifs fixés pour cette année :

- 1er objectif du projet : la construction de la galerie précontrainte de la tranche 1 est achevée ; les travaux au niveau de la tranche 2 sont en cours ;
- 2e objectif du projet : l'excavation de la tranche 1 a été réalisée ; elle accueillera la station de pompage d'eau de 54 m de haut ;
- 3e objectif du projet : le design du radier de l'îlot nucléaire de la tranche 1 a été livré, permettant le démarrage des travaux sur site ;
- 4e objectif du projet : la première coulée du béton du radier de l'îlot nucléaire de la tranche 1 a été réalisée. Cette étape nécessitait l'accord préalable de l'ONR, correspondant à la levée du point d'arrêt relatif au premier béton de l'îlot nucléaire. Cet accord a été obtenu le 8 novembre 2018, grâce notamment au gel du design définitif.

À fin 2018, les dépenses cumulées pour 100 % du projet s'élevaient à 6,8 milliards de livres sterling (en monnaie courante), hors intérêts intercalaires. Les travaux d'indentification des opportunités associées aux plans d'actions mentionnés ci-dessus se poursuivent.

Échanges avec l'Autorité de sûreté nucléaire au Royaume-Uni (ONR)

Les échanges avec l'ONR se poursuivent de manière continue.

Le prochain point d'arrêt de l'ONR concernera l'approvisionnement en carburant sur le site. Par ailleurs, l'accord de l'ONR sera nécessaire pour l'acheminement des premiers composants en provenance de Framatome.

Contrat pour Différence (*Contract for Difference* – CfD) [5]

Les risques de report de la livraison estimés à ce jour (15 mois pour la tranche 1 et 9 mois pour la tranche 2) sont inférieurs 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.

(1) Voir aussi le communiqué de presse du 3 juillet 2017 « Précisions sur le projet Hinkley Point C ».

(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).

(3) Net des plans d'actions.

(4) 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. Le taux de change au 31 décembre 2018 était de 1,12 euro.

(5) Les termes du contrat sont disponibles sur le site du gouvernement britannique : https ://www.gov.uk/government/publications/hinkley-point-c-documents.

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 de l'électricité.

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.

Le projet HPC est protégé contre la fluctuation des prix de marché de l'électricité pendant la durée du CfD.

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 du coût à terminaison du projet.

En termes de devises, il est important de noter qu'environ 1/3 des coûts du projet sont libellés en euros. Ceci expose tant le projet que le groupe EDF au taux de change euro/livre.

En cas d'affaiblissement de la livre face à l'euro, le coût du projet en livres augmente et son TRI baisse en conséquence. Au niveau du Groupe cela se traduit par une baisse du besoin de financement ramené en euros et donc de la dette du Groupe.

Compte tenu de l'horizon long terme de l'investissement dans le projet HPC, le groupe EDF déploie une stratégie progressive de couverture du risque d'appréciation de la livre dans son investissement HPC. Le TRI de l'investissement en euros reste, au-delà de la mise en service, dépendant des variations de la livre et de l'inflation anglaise (par rapport à la référence de juillet 2017) ; les recettes étant exprimées en livres et indexées à l'inflation.

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.

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

EDF et CGN ont signé le 29 septembre 2016, en même temps que les contrats HPC, les documents relatifs au capital du projet Sizewell C, en acceptant en principe de développer le projet Sizewell C dans le Suffolk, jusqu'à la décision finale d'investissement concernant la construction et l'exploitation de deux réacteurs EPR (3,2 GW), sous réserve d'un financement par des tiers.

Pendant la phase de développement précédant la décision finale d'investissement, la part d'EDF est de 80 % et celle de CGN de 20 %. Après la décision finale d'investissement, le projet n'a pas vocation à être contrôlé par EDF ; la participation d'autres investisseurs ou prêteurs devrait intervenir en temps voulu.

La décision finale d'investissement est prévue pour fin 2021.

Le développement du projet repose sur une stratégie de réplication de HPC. Le projet Sizewell C s'appuiera ainsi sur une technologie EPR et devrait aussi bénéficier du retour d'expérience de HPC et d'une chaîne logistique mature au Royaume-Uni.

Le 4 janvier 2019, le stade 3 des consultations a commencé : durant 3 mois, des réunions et interactions variées auront lieu avec la population, les autorités locales et les parties prenantes. Les sujets clés seront abordés, comme le transport, les possibilités de logement et l'étude d'impact sur l'environnement.

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 demande de 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 les deux sociétés élaborant le design britannique du Hualong.

Pendant la phase de développement, CGN a une participation de 66,5 % et EDF de 33,5 %.

En novembre 2018, le projet a entamé une nouvelle phase du processus d'approbation de la conception de la technologie nucléaire « UK HPR1000 », avec le démarrage de la troisième étape (sur quatre) de la procédure GDA (*Generic Design Assessment*).

1.4.5.2 Italie

1.4.5.2.1 Marché et présence du groupe EDF en Italie

L'Italie fait partie des quatre marchés clés d'EDF en Europe, avec la France, le Royaume-Uni et la Belgique.

Le Groupe est principalement présent en Italie au travers de sa participation de 97,446 % dans le capital d'Edison [(1)], acteur majeur des marchés italiens de l'électricité et du gaz, et marque italienne réputée.

Depuis 2016, Fenice, filiale détenue à 100 % par EDF et spécialisée dans les services énergétiques, est rattachée à Edison, en cohérence 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 et *via* la filiale italienne d'EDF Renouvelables.

1.4.5.2.2 Stratégie d'Edison

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 d'efficacité et de rentabilité en cohérence avec les priorités de CAP 2030.

Au cours de l'année 2018, Edison s'est concentrée sur la mise en œuvre de sa stratégie de transformation qui vise à poursuivre son repositionnement vers la production renouvelable à faible émission de CO_2 et le développement des services énergétiques sur le marché aval. En particulier :

- offre : Edison a l'objectif de renforcer sa position sur le marché italien en faisant preuve d'innovation dans son offre. En s'appuyant sur le positionnement fort de sa marque et sur une offre diversifiée (maison intelligente, mobilité, solaire résidentiel, etc.), 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 se

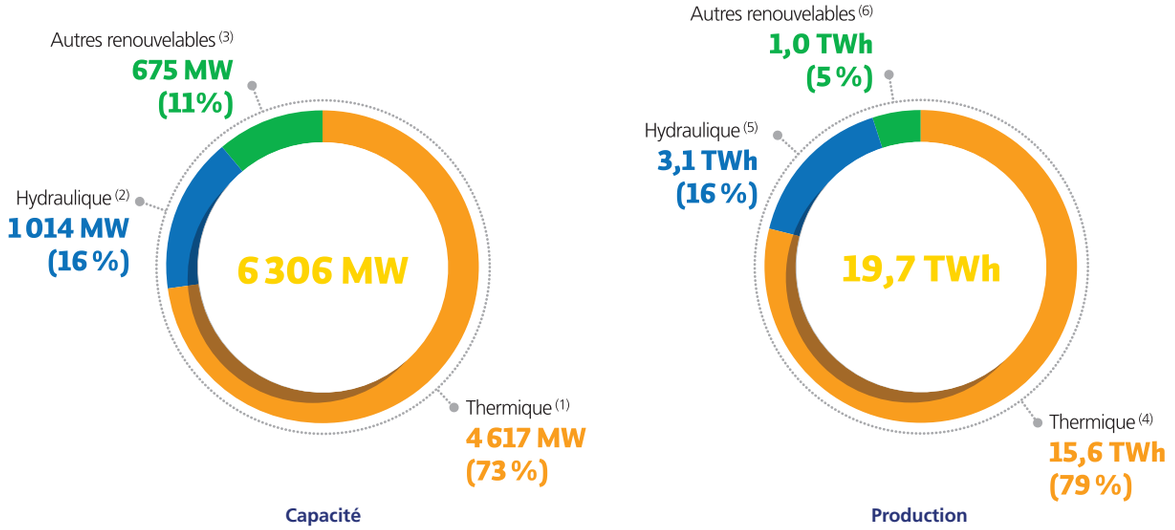
(1) Quote-part du capital ; 99,484 % quote-part des droits de vote.

rapprocher du marché final, en particulier sur les segments des clients industriels, du tertiaire et de l'administration publique ;

- production d'électricité : pour optimiser son portefeuille d'actifs de production électrique en Italie et réduire ses émissions de CO_2, Edison ambitionne d'une part d'augmenter sa production d'énergies renouvelables, par la promotion d'investissements spécifiques dans l'hydroélectricité, le développement de l'éolien et du photovoltaïque. D'autre part, la société a l'objectif de valoriser ses actifs de production thermique à haut rendement et faibles émissions de CO_2, complémentaires des moyens de production renouvelables. La société cherche à se focaliser sur les actifs les plus efficaces et à développer de nouvelles centrales à gaz à haut rendement, si la poursuite des objectifs énergétiques du pays créé des conditions de marché favorables ;
- gaz : Edison est la plateforme gazière du groupe EDF. Grâce aux compétences regroupées, la société assure, sous contrôle d'EDF, la gestion intégrée de toutes les activités et ressources gazières d'EDF et en interface avec EDF Trading, qui est en charge de l'optimisation des actifs ainsi que des opérations à court terme relatives aux interventions sur le marché de gros continental et au Royaume-Uni. Depuis le 1er 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 et GNL, gestion des contrats et optimisation de moyen-long terme, transport et stockage). Au-delà de l'optimisation de son portefeuille actuel, la société 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.
- Exploration & Production (E&P) : Edison a engagé en 2018 la rationalisation de ses activités à travers la constitution d'une nouvelle société, Edison Exploration & Production.

1.4.5.2.3 Activités d'Edison

Capacité et production électrique d'Edison en Italie - 2018



(1) Dont Génération 4451 MW et services d'efficience énergétique auprès des clients 166 MW.
(2) Dont Génération 1012 MW et services d'efficience énergétique auprès des clients 2 MW.
(3) Dont Génération 672 MW et services d'efficience énergétique auprès des clients 3 MW.
(4) Dont Génération 14724 GWh et services d'efficience énergétique auprès des clients 859 GWh.
(5) Dont Génération 3080 GWh et services d'efficience énergétique auprès des clients 5 GWh.
(6) Dont Génération 994 GWh et services d'efficience énergétique auprès des clients 3 GWh.

En 2018, la consommation électrique sur le marché italien a été de 321,9 TWh, globalement stable par rapport à 2017 (+ 0,4 %).

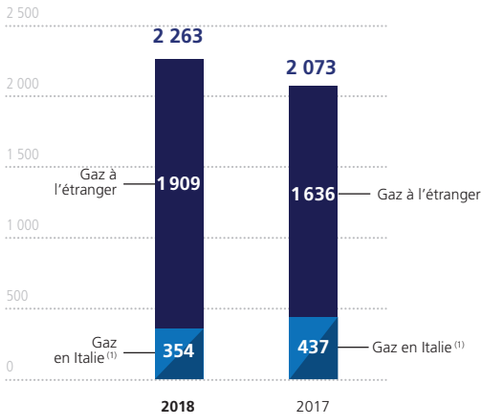
La production nette d'énergie (280,2 TWh) a couvert 87 % de la consommation nationale (89 % en 2017), compensée par une augmentation des importations nettes (43,9 TWh, + 16,3 % par rapport à 2017). La réduction de la production thermoélectrique, qui s'élève en 2018 à 185 TWh (-15,3 TWh vs 2017), photovoltaïque ainsi que éolienne (40,2 TWh en 2018 vs 41,6 TWh de 2017) a été partiellement compensée par la hausse de la production hydraulique (49,3 TWh, + 31 % vs 2017) par effet de conditions climatiques favorables. A partir des données de production 2017 (1), Edison est le troisième producteur au niveau national, après Enel et Eni. Sa génération électrique nette s'élève en 2018 à 18,8 TWh (2), représentant environ 7 % de la production nette italienne d'électricité.

La demande nationale de gaz a été de 72,1 milliards de mètres cubes, en réduction de 3,4 % par rapport à 2017 en raison d'une utilisation moins importante du gaz pour la production électrique (- 8,1 %), liée à la hausse des importations nettes d'électricité et à une plus forte production hydroélectrique. La consommation résidentielle a aussi légèrement baissé de 1 %, suite aux températures plus élevées constatées pendant la fin de l'automne.

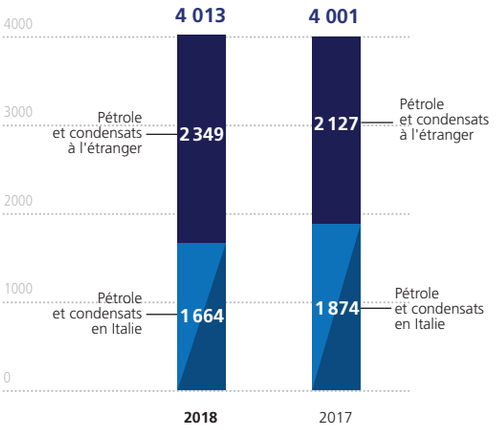
Les importations de gaz en Italie ont représenté 93 % de la demande du pays, et Edison a réalisé 22 % de ces importations, soit 14,6 milliards de mètres cubes.

(1) Données publiées par l'AEEG (figure 2.1 page 48 volume 1 rapport ARERA) ; les données 2018 seront disponibles mi-2019.
(2) Voir le détail des données de production (hors Services d'efficience énergétique) dans le graphique ci-dessus.

Production de gaz et d'hydrocarbures d'Edison



Production de gaz
En millions de mètres cubes



Production de pétrole et condensats
En milliers de barils

(1) Les données comprennent une partie de 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 9 % par rapport à 2017, atteignant un niveau de 2,3 milliards de mètres cubes.

La production de pétrole et de condensats est restée stable en 2018 pour atteindre 4 millions de barils, dont 1,7 million en Italie.

1.4.5.2.3.1 Activités de production électrique

En Italie, la capacité de production installée d'Edison s'élevait au 31 décembre 2018 à 6,1 GW pour une production nette d'électricité de 18,8 TWh sur l'année 2018, en baisse de 4,8 % par rapport à 2017 principalement en raison de la réduction de la production thermique et éolienne, partiellement compensée par la reprise de la production hydraulique, du fait des conditions climatiques favorables.

Le parc de production actuel d'Edison est composé de 91 centrales hydroélectriques, 14 centrales thermiques, 39 parcs éoliens, 8 centrales photovoltaïques et 1 centrale à biomasse. La production d'électricité est issue pour 79 % des CCG, pour 16 % de l'hydraulique et pour 5 % de l'éolien et du solaire.

Edison exploite environ 1 012 MW d'installations hydrauliques sur le territoire italien avec une production de 3,1 TWh (+ 39 % par rapport à 2017).

En 2018, Edison a poursuivi le développement des installations « mini hydroélectriques » grâce à l'acquisition au mois de janvier d'une participation de 72,9 % dans le capital de Frendy Energy qui détient 15 centrales localisées principalement sur les canaux d'irrigations en Piémont et Lombardie. De plus, à fin 2018, Edison a acquis auprès de la société Eaux Valdotaines, opérateur local dans le secteur hydroélectrique en Vallée d'Aoste, qui détient 3 centrales « mini hydroélectriques » de 4,6 MW en service, 1 centrale en construction et 1 en phase d'autorisation.

Dans le domaine des énergies renouvelables, Edison maintient aussi une taille critique grâce à E2i Énergie 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 Énergie Rinnovabili srl (83,3 % Edison et 16,7 % EDF Renouvelables).

E2i détient 661 MW d'actifs renouvelables 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 exercées par EDF EN Services Italia srl, société détenue à 30 % par Edison Spa et à 70 % par EDF Renouvelables Services SAS.

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 bénéficient de la garantie d'un tarif subventionné. En 2018 E2i a engagé la construction et le renouvellement de ces parcs éoliens, en bénéficiant par ailleurs d'une ligne de crédit de 150 millions d'euros à échéance 15 ans, obtenue fin 2017 par la BEI (Banque Européenne d'Investissements), L'achèvement de la construction d'ici 2019 permettra à E2i d'augmenter son portefeuille à plus de 700 MW de capacité installée.

En outre, en dehors d'Edison et du partenariat avec F2i, EDF Renouvelables est présent en Italie (voir section 1.4.1.5.3 « EDF Renouvelables »).

En matière d'innovation, à fin 2018 la société a installé son premier dispositif de stockage d'énergie de 822 kWh sur l'installation photovoltaïque de 3,3 MW de Altomonte (en Calabre), afin de tester la complémentarité avec la production renouvelable.

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, à l'étranger Edison détient une participation de 50 % dans la filiale Ibiritermo, au Brésil, qui exploite un CCG de 226 MW, et une participation de 20 % dans la société de génération hydroélectriques Kraftwerke en Suisse (626 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 ensemble de contrats de long terme qui se compose en 2018 d'environ 14,6 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 2018, les ventes totales de gaz en Italie se sont élevées à 20,7 milliards de mètres cubes (contre 21,3 milliards de mètres cubes en 2017). Edison a livré 4,5 milliards de mètres cubes de gaz au secteur industriel, 2,8 milliards de mètres cubes au secteur résidentiel, 6,5 milliards de mètres cubes au secteur thermoélectrique (en incluant les besoins propres d'Edison) et 6,9 milliards de mètres cubes sur le marché de gros.

Avec l'objectif d'accroitre sa compétitivité et de fortifier le système d'approvisionnement de gaz en Italie, Edison a confirmé son engagement de renforcement et diversification de son portefeuille de contrats d'importation à long terme.

En exploration-production, Edison dispose à fin 2018 de 56 concessions et permis d'exploration en Italie et de 41 à l'étranger, et d'environ 209 millions de barils 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 particulier, la décision d'investissement définitive pour le projet IGB a été prise en 2018 et la construction commencera en 2019.

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. Si les équilibres géopolitiques confirment la route sud à travers la Grèce, le projet pourra bénéficier des activités déjà développées sur le projet ITGI-Poseidon.

Edison maintient aussi un droit d'utilisation de 80 % de la capacité du terminal *offshore* de regazéification de Rovigo (8 milliards de mètres cubes par an), 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).

Dans le domaine du GNL, en 2018 Edison a lancé le projet *small scale* GNL (transport de GNL par cargaison de petite taille) pour le développement d'une chaîne logistique de commercialisation de GNL sur le marché de gros, afin de soutenir le développement d'un carburant durable pour les transports maritimes et routiers. Le projet, pendant la première phase, comprend la réalisation, par la nouvelle société Depositi Italiani GNL (détenue à hauteur de 49 % par Edison et 51 % par Petrolifera Italiana Rumena), d'un dépôt côtier dans le port de Ravenna, dans lequel le GNL sera déposé *via* un petit méthanier dédié. Le dépôt aura une capacité de plus de 1 million de mètres cubes de GNL par an, dont Edison aura un droit d'utilisation de 85 %, et pourra assurer l'alimentation de 12 000 camions et jusqu'à 48 transbordeurs.

1.4.5.2.3.3 Activités de vente et commercialisation

En 2018, Edison a vendu 29,4 TWh d'électricité en Italie (contre 28,2 TWh en 2017, soit une hausse de 4,2 %), dont 18,8 TWh produits et 10,6 TWh achetés sur les marchés. Les ventes aux clients finaux se sont établies à 13,7 TWh, en hausse de 25,3 % par rapport à 2017, et en progrès sur tous les marchés. À fin 2018, Edison dessert environ 656 200 clients électricité et environ 936 200 clients gaz, tant sur le segment des professionnels que sur celui des résidentiels.

En février 2018, Edison a finalisé l'acquisition de GNVI (renommée Edison Énergie), société de Gas Natural/Naturgy qui dispose d'une base de clients caractérisée par un taux de rotation très bas et située notamment dans le Centre et le Sud de l'Italie. La société a ainsi élargi sa présence au niveau national et augmenté de 50 % son portefeuille de clients. Au cours de l'année, Edison a concentré ses efforts dans l'intégration d'Edison Énergie afin de valoriser les synergies existantes. Simultanément, Edison a acquis Servigas, société spécialisée dans la maintenance des chaudières domestiques avec 90 000 contrats et qui présente des synergies en particulier avec Assistenza Casa (société d'offre de services d'installation innovants et de manutention d'appareils domestiques et de « *smart home* », dont Edison a acquis une participation de 51 % en 2017).

En plus, Edison a continué sa croissance dans le marché retail, en achetant Attiva à la fin d'avril 2018, société opérant dans la vente de gaz à 30 000 clients finals, localisés dans les Pouilles.

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, ainsi que des offres innovantes possibles grâce à l'évolution du marché et de la réglementation (agrégation des clients, etc.). Le perfectionnement du processus de vente poursuivi pendant les dernières années 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

Edison est présente sur le marché des services, avec le développement, la vente et la gestion de services énergétiques et environnementaux à travers la Division Marché des Services Energétiques et Environnementaux.

Les activités de Fenice ainsi que celles d'Edison Energy Solutions ont été intégrées dans cette 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 l'acquisition de deux sociétés actives sur le marché de l'Administration Publique, la Division vise à consolider sa position dans un secteur qui est dans une phase de croissance en termes de demande de services énergétiques. Les activités environnementales de Sersys 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 co- et tri-génération, 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. La Division compte environ 420 clients, les contrats avec le groupe FCA 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 en proposant une offre intégrée de services à tous les segments du marché, la société est présente dans le secteur du chauffage et du chauffage urbain à biomasse en bois avec Comat Energia, dont Edison a acquis en mars 2017 une participation de 51 %. L'offre de la Division s'est aussi étoffée *via* le rachat de 60 % des parts de la société Magnoli & Partners, bureau d'étude en architecture spécialisé dans la modélisation digitale des bâtiments à des fins d'efficacité énergétique.

Sur le segment de l'administration publique, Edison est présente avec Edison Facility Solutions (ex Energon Facility Solutions acquise en 2017) et Zephyro, société spécialisée dans le domaine de l'efficacité énergétique et dans la fourniture de solutions intégrées de gestion de l'énergie, notamment pour les structures hospitalières en Lombardie, Vénétie et Latium.

Suite à l'achat en juillet 2018 de 71,3 % du capital ordinaire (70,66 % du capital total) de Zephyro Spa à Prima Holding Srl, Fenice a lancé une Offre Publique d'Achat (OPA) sur les autres actions ordinaires cotées sur le marché de négociation des actions ordinaires (AIM Italia). A l'issue de l'OPA, y compris la réouverture des termes, et compte tenu des actions déjà détenues ainsi que de celles qui ont été achetées sur l'AIM Italia, Fenice est enfin titulaire globalement de 99,93 % du capital représenté par les actions ordinaires et le 99,05 % du capital total de Zephyro. Le décaissement total, correspondant au prix de 10,25 euros par action, a été d'environ 106 millions d'euros. En conséquence, la Bourse italienne a décidé l'arrêt des négociations sur le marché AIM Italie des actions ordinaires et des *warrants* Zephyro, avec effet au 23 octobre 2018. Compte tenu des achats ultérieurs, Fenice détient in fine 99,499 % du capital total de Zephyro.

Les activités d'efficacité énergétique sont assurées à l'international (Espagne, Pologne, Maroc) par des filiales de Fenice.

EDF Fenice Iberica, détenue à 100 % par Fenice Spa, développe ses activités en consolidant son modèle d'affaires « *Global Energy Partner* ». Elle 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), et depuis 2013, un troisième site, San Potito & Cotignola. Le volume opéré par l'ensemble des sites représente un milliard de mètres cubes.

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 est la société dédiée à la distribution du gaz naturel au sein du groupe Edison. En 2018, Infrastrutture Distribuzione Gas a distribué 262,8 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 Activités d'EDF Renouvelables

Les capacités détenues par EDF Renouvelables Italie au 31 décembre 2018 totalisent 424,2 MW bruts d'éolien (298,1 MW nets) et 76,9 MW bruts de photovoltaïque (soit 74,3 MW nets), intégrant les capacités éoliennes détenues par Futuren (voir section 1.4.1.5.3 « EDF Renouvelables »).

1.4.5.2.5 Activités de Citelum en Italie

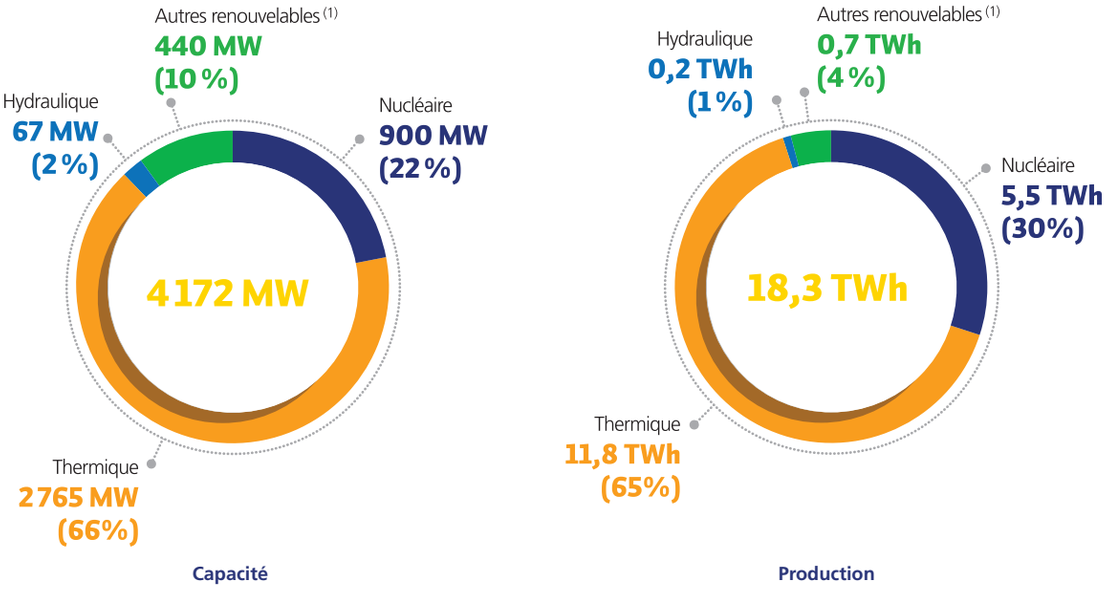
La présence du Groupe en Italie passe également par sa filiale Citelum, qui détient dans le cadre des conventions Consip Luce de nombreux marchés d'éclairage public et de signalisation lumineuse tricolore ainsi que des projets globaux dans le domaine de la Smart City comme ceux de Syracuse (en groupement avec EBF Costruzioni Impianti SrL) ou Lonato del Garda.

Citelum gère l'éclairage de plus de 200 villes en Italie. En 2018, Citelum a été aussi attributaire de deux contrats cadre CEV pour des travaux sur l'éclairage indoor des bâtiments publics sur les régions de Lombardie, Emilia Romagna et Toscane.

1.4.5.3 Autre international

Sur le segment "Autre international", le Groupe avait fin 2018 une capacité installée consolidée de 4 GW qui a produit 18 TWh d'électricité en 2018.

Capacité installée et production en 2018 du segment « Autre international »



(1) N'inclut pas les données d'EDF Renouvelables, voir section 1.4.1.5.3 " EDF Renouvelables ".

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* principalement ses deux filiales EDF Belgium et EDF Luminus. Citelum vient également de rentrer sur le marché belge depuis la fin de l'année 2018.

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 (*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 1er 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 2018, 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 2 129 MW installés à fin 2018. La production d'électricité d'EDF Luminus a atteint 5,2 TWh en 2018. La société emploie 2000 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.

En 2018, ces centrales ont, pour la plupart, connu des arrêts fortuits de longue durée :

- Tihange 2 : à l'arrêt depuis août 2018 pour tester l'armature en béton qui pourrait faire défaut ;
- Tihange 3 : à l'arrêt depuis mai 2018 suite à la dégradation du béton de son armature ;
- Doel 3 : à l'arrêt depuis 2017, qui n'a pu redémarrer qu'en août 2018 suite à des travaux de génie civil ;
- Doel 4 : à l'arrêt d'août 2018 à fin décembre 2018.

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 1 208 MW.

La centrale TGV de Seraing a rempli son contrat de réserve stratégique pour la période allant de novembre 2017 à fin octobre 2018. Cette centrale est actuellement de retour sur le marché, étant donné que le mécanisme de réserve stratégique n'a pas été reconduit dans les temps.

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. De plus, EDF Luminus a également remis sur le marché la centrale de Ham le 22 octobre 2018, dans la perspective d'aider le pays à sécuriser l'approvisionnement en électricité pour l'hiver 2018-2019.

EDF Luminus est par ailleurs présent dans les énergies renouvelables avec 7 centrales hydrauliques et 52 parcs éoliens *onshore* totalisant 189 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 438,5 MW. En 2018, EDF Luminus a érigé 24 éoliennes pour une capacité totale de 62,8 MW. Elle a, en outre, acquis la société MegaWindy CVBA qui exploite des projets éoliens onshore en région flamande. Cette société détient notamment des droits fonciers qui devraient à terme permettre le développement d'environ 40 MW de projets.

Commercialisation

Sous sa marque « Luminus », EDF Luminus fournit de l'électricité et du gaz à environ 1,7 million de clients particuliers et professionnels (en points de livraison) en Belgique, avec une perte nette de 25 000 clients dans le B2C en 2018.

Services énergétiques

Sur le segment des services énergétiques aux clients résidentiels, la société est active *via* ses filiales Rami Services, Dauvister, Leenen et Insaver en leur proposant des services d'installation et d'entretien de chaudières, la vente et la gestion d'un thermostat intelligent (Netatmo), des installations photovoltaïques ainsi que des services *Confort* en cas de dommages imprévus à l'habitation. À fin 2018, le portefeuille B2C pour ces trois derniers services a dépassé les 175 000 contrats grâce à une forte progression des ventes au cours de l'année 2018.

Pour ses clients industriels, EDF Luminus propose, avec les sociétés ATS, Vanparijs, Dauvister et Newelec des solutions intégrées complètes en électricité et chauffage aux clients industriels. De plus, sa filiale EDF Luminus Solutions (co-détenue à 51 % par EDF Luminus et à 49 % par Dalkia) 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 2018, EDF Luminus a continué sa stratégie d'expansion dans les services énergétiques en acquérant des sociétés actives dans le secteur de l'HVAC telles que M. Lemaitre SA *via* Newelec et Holding Léonard SPRL *via* Dauvister. En outre, Gezel II, la filiale d'ATS a également acquis le chauffagiste Acar NV afin d'étendre géographiquement son offre de services. EDF Luminus a également créé la société Demainvest SA conjointement avec la SOGEPA (fonds d'investissement public wallon) afin de réaliser des projets d'efficacité énergétique et d'énergie renouvelable dans les sociétés en redressement dont la SOGEPA détient des parts et dans des zones à activité économique.

En 2018, dans le cadre de son Plan Lumières 4.0, la SOFICO Wallonie a décidé l'attribution du marché PPP d'éclairage des autoroutes wallonnes au consortium LuWa, composé des sociétés Citelum, EDF Luminus, CFE et DIF. Le projet, d'une durée de 20 ans, doit permettre de rénover et de connecter l'éclairage du réseau structurant routier de la Wallonie.

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 4 923 heures en 2018, 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 %), société cotée, 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 et représente plus d'un tiers de l'approvisionnement de la Suisse en électricité. À fin 2018, ses capacités installées étaient de 6 100 MW, réparties comme suit : nucléaire 738 MW, thermique 2 333 MW, hydraulique 2 701 MW et autres renouvelables 328 MW.

En 2018, son chiffre d'affaires s'élevait à 5 186 millions de francs suisses. En termes de chiffre d'affaires, Alpiq se classe au premier rang des électriciens suisses.

La Convention de consortium actuelle, conclue entre les actionnaires fondateurs d'Alpiq en 2005, expirera en septembre 2020, en raison de la résiliation de la convention par EDF conformément aux termes du contrat.

Allemagne

Filiale à 100 % d'EDF International S.A.S. et basée à Berlin, la filiale pays EDF Deutschland GmbH est en charge du développement des activités du Groupe en Allemagne. Celui-ci se concentre sur les nouveaux modèles d'affaires de l'énergie et les solutions innovantes accompagnant la transition énergétique allemande (*Energiewende*). EDF Deutschland représente également le Groupe auprès des leaders d'opinion politiques et économiques allemands.

Le groupe EDF détient également un stockage de gaz naturel en cavités salines situé à Etzel (Basse-Saxe). 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 est montée au capital d'ubitricity en passant d'une participation de 11,67 % à 18,21 %. La *start-up* berlinoise propose une solution de recharge

intelligente des véhicules électriques Ses innovations viendront enrichir la gamme d'offres mobilité électrique du groupe EDF.

En Allemagne, EDF Renouvelables détient, en intégrant les capacités installées de Futuren dans ce pays, 185,8 MW bruts installés d'éolien au 31 décembre 2018. EDF Renouvelables a par ailleurs remis en service le parc éolien d'Eckölstadt, qui a fait l'objet d'un repowering. EDF Renouvelables détient également depuis 2017, *via* sa filiale REETEC, prestataire de services dans l'éolien *onshore* et *offshore*, la société allemande *Off-shore* Wind Solutions (OWS), spécialisée dans l'exploitation-maintenance de parcs éoliens en mer. (voir section 1.4.1.5.3 « EDF Renouvelables »).

La filiale allemande de Framatome a son siège social à Erlangen (Bavière) qui est également avec 3 500 collaborateurs, le 2e plus important site d'ingénierie de l'entreprise dans le monde. Ses principales missions sont la maintenance, la prolongation et les activités de modernisation des centrales nucléaires dans le monde (notamment contrôle-commande). Le site collabore également aux projets de constructions de réacteurs EPR en France, Finlande, Chine et Grande-Bretagne. Framatome est également présent dans les nouveaux business en Allemagne (stockage d'électricité et hydrogène). La filiale de Framatome Advanced Nuclear Fuels GmbH (ANF) produit des assemblages de combustible destinés aux REP et REB pour les marchés allemand et de l'Europe de l'Ouest ; ses deux sites de Lingen (siège d'ANF) et Karlstein emploient 430 collaborateurs.

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 énergies renouvelables), l'énergie dans les villes et territoires, ainsi que sur l'économie de l'énergie et de l'environnement (électromobilité, *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.

Le groupe EDF reste présent en Pologne, *via* ses filiales EDF Renouvelables, 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.

Russie

Le groupe EDF est présent en Russie dans le domaine des services énergétiques au travers de la filiale Fenice Rus de Dalkia (voir section 1.4.6.1.1 « Dalkia »).

1.4.5.3.3 Europe du Sud

Espagne

Au 31 décembre 2018, 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 a été mis en place. Le groupe papetier Ence a signé le 25 avril 2017 un contrat avec Elcogas pour le rachat de terrains et certaines installations. Le groupe Ence a communiqué son intention de développer et construire une centrale de biomasse de 50 MW sur le site. Compte-tenu de la fin de l'objet social de la société Elcogas, elle fera l'objet dans les mois à venir d'un processus de liquidation.

Le Groupe est également présent sur le marché espagnol au travers de la filiale locale Fenice (EDF Fenice Ibérica, voir section 1.4.5.2 « Italie ») et de celle de Citelum (voir section 1.4.6.1.2 « Citelum »).

En 2018, à Almeria en Andalousie, Citelum participe au projet novateur de la ville permettant de mesurer et de contrôler la pollution lumineuse. À Sant Cugat del Vallès en Catalogne, Citelum continue de développer de nouveaux services connectés pour améliorer la vie des citoyens de la smart city espagnole et a installé un système innovant de capteurs sonores connectés à l'éclairage.

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 »).

Framatome Ibérica est également présent dans ce marché et détient des contrats d'ingénierie et de maintenance aves les sociétés propriétaires des réacteurs nucléaires.

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.

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 8,9 GW de capacité installée en Amérique du Nord. Par ailleurs, il gère pour le compte de tiers environ 52 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 6,9 GW principalement localisée aux États-Unis par le biais d'EDF Renewables North America, filiale américaine détenue à 100 % par EDF Renouvelables. Par ailleurs, EDF Renewables Services (filiale à 100 % d'EDF Renewables North America) 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 Dalkia Wastenergy, Groom Energy Solutions et Aegis Energy Services ;
- 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 1er 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 4 272 MW. La durée des licences des unités 1 et 2 de Calvert Cliffs, des unités 1 et 2 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)* 2018	2017
Calvert Cliffs 1	908	100	908	7,29	7,83
Calvert Cliffs 2	881	100	881	7,70	7,27
Nine Mile Point 1	620	100	620	5,31	4,89
Nine Mile Point 2 [1]	1,287	82	1,056	8.29	9,11
RE Ginna	576	100	576	4,70	4,70
TOTAL	**4,272**		**4,041**	**33,29**	**33,80**

(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 (données 2017). Les principaux concurrents de CENG sur ce marché sont Entergy, AEP, Exelon, Dynergy et NRG.

Réglementation de l'État de New York

Le 1er 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 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 1er 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 1er 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 tous les deux ans.

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 2018, CENG a comptabilisé 312,5 millions de dollars pour la vente des ZEC.

Des groupes environnementaux ont déposé une requête visant à invalider le programme ZEC auprès du Tribunal de New York le 30 novembre 2016. La requête a été modifiée le 13 janvier 2017. Cette requête soutient que la NYPSC n'a pas le pouvoir d'établir ce programme et qu'elle a violé la loi environnementale de l'État et 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. Le 22 janvier 2018, le Tribunal a rejeté les revendications environnementales et la majorité des demandeurs de l'affaire, mais a refusé les requêtes en irrecevabilité concernant cinq autres demandeurs et réclamations, sans faire de commentaires sur le fond de l'affaire. L'affaire, dossier complet, fait maintenant l'objet d'un jugement sommaire. Les réponses et exposés de CENG ont été déposés le 30 mars 2018. Une fois l'exposé terminé, le Tribunal décidera s'il convient ou non de préparer l'affaire pour l'audience.

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, elles 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. Le 9 décembre 2016, CENG a déposé une requête afin d'intervenir dans l'affaire et de rejeter cette action en justice. L'État a également déposé une requête en irrecevabilité. Le 25 juillet 2017, le Tribunal a accepté les deux requêtes en irrecevabilité. Le 24 août 2017, le demandeur a fait appel de la décision devant la Cour d'appel en deuxième instance des États-Unis (Court of Appeals for the Second Circuit). Le 27 septembre 2018, la Cour d'appel en deuxième instance des États-Unis a confirmé le rejet par le Tribunal de première instance de la plainte contre le programme ZEC.

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 Renouvelables en Amérique du Nord

EDF Renouvelables, à travers ses filiales EDF Renewables North America, EDF Renewables Canada et EDF Renewables Mexico, a poursuivi son développement en Amérique du Nord, en mettant en service 272,6 MW bruts de capacités éoliennes, solaires photovoltaïques et biogaz en 2018.

EDF Renewables 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 Renouvelables »).

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 521 collaborateurs. Dalkia opère *via* les sociétés Dalkia Wastenergy au Canada, Groom Energy Solutions et Aegis Energy Services aux États-Unis (voir section 1.4.6.1.1 « Dalkia »).

1.4.5.3.4.5 Recherche & Développement

EDF dispose d'une équipe de R&D et Innovation (EDF Innovation Lab) installée à Los Altos, en Californie, qui contribue aux efforts de recherche, de développement et d'innovation et qui accompagne le développement du groupe EDF aux États-Unis (voir section 1.6.3 « L'international et les partenariats »). À cette fin, EDF Innovation Lab analyse des nouvelles technologies et des *start-up*, développe des produits et teste des solutions au niveau local. 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* - Énergie 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 »). En 2018, Citelum a installé plus de 20 000 éclairages LED dans la ville d'Albuquerque, a mis en place une infrastructure d'Internet of Things (IoT) et a déployé un système de gestion centralisé. À 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. Citelum a remporté un contrat avec le Conseil municipal de Dover (Delaware) pour la 1re phase de son projet d'éclairage public (inventaire et analyse photométrique).

1.4.5.3.4.7 Framatome en Amérique du Nord

Au service du secteur de l'énergie nucléaire aux États-Unis depuis les années 1950, Framatome bénéficie d'une large présence sur ce marché, en lien avec l'alimentation électrique de quelques 36 millions de foyers américains. Sa mission consiste à assurer la maintenance et la modernisation du parc nucléaire américain en exploitation et à lui fournir le combustible nécessaire et à soutenir la construction de nouvelles centrales ; voir aussi la section 1.4.1.3 « Framatome »).

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 (EDF NF), 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 826 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 2018, la production nette de la centrale s'est élevée à 4,9 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 2018, EDF Norte Fluminense a ainsi vendu 219 GWh, entre production propre (167 GWh) et autres transactions d'énergie.

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 370 MWh en 2018, permettant une réduction des émissions de CO_2 de 155 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 Compania Energetica de Sinop (CES), en charge de la construction de l'aménagement hydroélectrique de Sinop, pour une puissance de 408 MW. La construction du barrage a commencé au printemps 2014 et est à présent terminée, avec un réservoir prêt à être rempli depuis le 1er octobre 2018. Fin janvier 2019, EDF a reçu l'autorisation de remplissage du réservoir, suite à un accord trouvé entre les parties prenantes sur le mode opératoire pour la mise en eau du barrage. Ce retard de quelques mois a déjà affecté négativement le projet, du fait à la fois du report de la date de démarrage commercial et du coût associé aux obligations de la société au titre de ses contrats de PPA. Le barrage a commencé à être rempli le 30 janvier 2019 pour atteindre le 19 février la cote de 292 mètres qui correspond à un palier technique d'observation des ouvrages et permet de débuter les essais techniques préalables à la mise en service. Suite aux premières analyses, des travaux complémentaires ont été entrepris et Sinop Energia ambitionne désormais un démarrage de l'exploitation avant la fin du 2e trimestre 2019.

Au premier trimestre 2018, EDF NF a remporté l'appel d'offres concernant l'exploitation et la maintenance de Sinop. Le contrat conclu entre EDF NF et CES a démarré en avril 2018, car de nombreuses activités doivent être réalisées avant la mise en service.

En ligne avec le plan stratégique CAP 2030, la filiale EDF Renouvelables 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 I (399 MWc) dans le nord de l'état de Minas Gerais. EDF Renouvelables est présent dans le pays depuis février 2015, grâce à l'acquisition majoritaire du portefeuille éolien de Ventos da Bahia. Voir aussi la section 1.4.1.5.3 « EDF Renouvelables ».

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 ;
- 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. Citelum a remporté en 2018, les contrats d'éclairage de la ville de Macapá, capitale de l'État d'Amapá dans le nord, et renouvelle ses contrats de Sobral dans l'État du Ceará, Poá, dans l'État de São Paulo et São Luis dans l'État de Maranhão.

1.4.5.3.5.2 Chili

Depuis 2013, EDF développe conjointement avec le partenaire chilien Andes Mining & Energy (AME) 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 50 % dans les deux sociétés projets (terminal GNL Penco-Lirquén et centrale El Campesino), aux côtés de BiobioGenera (50 %) dont AME est l'actionnaire de contrôle.

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 d'un permis. Celui-ci devrait être obtenu au cours du premier semestre 2019. Par ailleurs, la centrale El Campesino a signé en décembre 2017 l'acquisition de la société ESSA, propriétaire d'un actif de 750 MW. L'opération a été conclue en mai 2018.

La filiale EDF Renouvelables est également présente au Chili avec la centrale solaire de Boléro (146 MWc) située dans le désert d'Atacama, le projet photovoltaïque de Santiago Solar (115 MWc) détenu à parité avec AME et inauguré en janvier 2018 ainsi que les parcs éoliens Cabo Leones 1 de 115 MW qui ont été connectés au réseau en juin 2018. Voir aussi la section 1.4.1.5.3 « EDF Renouvelables ».

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 »). En 2018, à Independencia, dans la Province de Santiago, Citelum a remplacé 95 % des points lumineux, permis de réduire la consommation énergétique de la ville de plus de 50 % et conçu diverses illuminations artistiques mettant en valeur le patrimoine et les monuments les plus emblématiques de la ville. À Lo Barnechea, Citelum a renouvelé et gagné plusieurs contrats et gère aujourd'hui un parc de 23 315 points lumineux.

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.

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

(1) Donnée proportionnelle à la participation d'EDF.

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 2018 avec la première criticité le 6 juin et la connexion au réseau le 29 juin. La mise en service commerciale de la tranche 1 a été officiellement annoncée le 13 décembre 2018, celle de la tranche 2 est prévue en 2019 (voir aussi section 1.4.1.2.2 Autres projets « Nouveau Nucléaire »).

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).

Framatome

Présent en Chine depuis 35 ans, Framatome fournit à ses clients des systèmes de contrôle-commande de sûreté de la chaudière, d'équipements, de services et de combustible. En tant que concepteur de l'EPR, Framatome construit le réacteur Taishan 2 et fournit certains équipements ainsi que le combustible pour les projets de technologie chinoise Hualong. Framatome opère en Chine par le biais de joint-ventures avec Dongfang Electric Corporation (FDJV) et China National Nuclear Corporation (CAST) et par le biais de sa filiale Framatome Nuclear Services (FNS) dont Framatome détient 100 % du capital. Framatome est présent sur 7 sites : Lianyungang, Shanghai, Qinshan, Fuqing, Daya Bay, Taishan et son bureau de représentation se trouve à Pékin.

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 (FZPC)

Le groupe EDF détient 49 % de FZPC, 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) avec une participation du 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 CO_2 par kilowattheure produit.

Énergies renouvelables

EDF Renouvelables 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 une en construction) pour une puissance installée totale de 315,3 MW bruts (140,2 MW proportionnellement à la participation d'EDF), ainsi qu'un pipeline de projets en développement de plusieurs centaines de MW. En 2018, EDF Renouvelables a diversifié ses activités dans le solaire distribué avec la création d'une joint-venture avec la société ACC visant à développer des solutions solaire-toiture pour des clients industriels (20,9 MW en exploitation ou en construction à ce jour, dont 15,7 MW proportionnellement à la participation d'EDF). EDF Renouvelables a également établi une joint-venture avec le groupe Qilu Transportation pour développer des centrales solaires réparties (au sol) au bord des autoroutes contrôlées par Qilu dans la province du Shandong. Voir aussi la section 1.4.1.5.3 « EDF Renouvelables ».

Recherche & Développement (R&D)

Sept 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, l'ingénierie énergétique, la mobilité électrique 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 CO_2 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 1er 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 CO_2 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 CO_2 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 en Chine, EDF étudie la possibilité d'accompagner des investissements sur de nouveaux modèles d'affaires avec l'appui des ingénieries métiers, par exemple pour les nouveaux réseaux de distribution dits « incrémentaux » et la vente d'électricité. EDF propose également des services d'ingénieries à la demande, notamment pour les partenaires chinois afin de valoriser les partenariats à long terme et accéder aux technologies chinoises, comme le CSP ou le CO_2 supercritique.

Autres activités du groupe EDF en Chine

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.

1.4.5.3.6.2 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, du nucléaire, des villes intelligentes et de l'innovation.

Viêtnam

Au 31 décembre 2018, 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. 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.

Le projet Son My 1 de réalisation d'une nouvelle centrale thermique au Viêtnam a franchi en 2018 de nouvelles étapes. Le projet porte sur la construction et l'exploitation durant 20 ans d'une centrale de type CCG à haut rendement et aux performances environnementales optimisées de 2 250 MW située dans la province de Binh Thuan, au nord-est de Ho Chi Minh. Il s'inscrit dans le cadre de la politique de diversification de sources d'approvisionnement en énergie du Vietnam et répond à un double enjeu : satisfaire la demande croissante d'électricité et diminuer la part du charbon dans le mix énergétique vietnamien (34 %) au profit du gaz et des énergies renouvelables. En mars 2018, le groupe EDF a été désigné leader du consortium (37,5 %) chargé d'étudier le projet aux côtés du partenaire vietnamien Pacific Corporation (25 %) et deux partenaires japonais Sojitz Corporation (18,75 %) et Kyushu Electric Power Co (18,75 %). Un *Memorandum of Understanding* a été signé le 2 novembre 2018 avec le ministère de l'Industrie et du Commerce vietnamien fixant le cadre général du développement du projet.

Laos

Au 31 décembre 2018, 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 17 % 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.

Dans son dernier rapport d'évaluation publié en septembre 2018, le Panel d'experts internationaux (POE), en charge du suivi du projet de barrage hydroélectrique Nam Theun 2, a constaté que les objectifs de l'accord de concession relatifs à l'accompagnement des personnes déplacées ont été atteints avec succès. Par conséquent, le POE a recommandé la clôture de la « *Resettlement Implementation Period* », période d'accompagnement des populations déplacées. En atteignant ses objectifs en matière d'accompagnement social et environnemental, le projet Nam Theun 2 devient une référence pour le développement de projets hydroélectriques responsables.

En décembre 2018, EDF a acquis la participation minoritaire détenue par EDF International dans Nam Theun Power Company (NTPC), dont une partie a été dotée par EDF Invest aux actifs dédiés à cette date, le reste sera doté en 2019.

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 aux termes duquel EDF intervient en tant que fournisseur de la technologie EPR et se charge notamment de la structuration de la filière industrielle autour du projet. Voir aussi la section 1.4.1.2.2 « Autres projets Nouveau Nucléaire ».

Par ailleurs, EDF a poursuivi son développement dans le domaine des compteurs et réseaux intelligents. Après un premier contrat remporté en 2016 pour 75 000 compteurs intelligents auprès du *New Delhi Municipality Council*, régie municipale de la capitale indienne, le Groupe a gagné à l'automne 2018 un nouvel appel d'offre lancé par EESL, société publique indienne de services et financement énergétiques (ESCO), portant sur la mise en œuvre de près de 5 millions de compteurs intelligents dans 5 états indiens.

La filiale EDF Renouvelables, également présente en Inde dans le solaire photovoltaïque et depuis 2016 dans l'éolien, a également poursuivi son développement (voir section 1.4.1.5.3. « EDF Renouvelables »).

La filiale Citelum est également présente en Inde où elle gère les 178 000 points lumineux de la ville d'Ahmedabad et va rénover les infrastructures d'éclairage de la ville de Noida, en partenariat avec Tata Projects Ltd.

Myanmar

Le 5 septembre 2018, l'État du Myanmar a attribué à un consortium mené par EDF l'exclusivité du développement d'un projet de barrage hydroélectrique situé sur la rivière Shweli, au Nord-Est de la Birmanie. L'objectif des négociations qui seront menées en 2018 et 2019 est d'aboutir à un contrat de concession pour une mise en service attendue pour 2025 au plus tard. Ce projet est soumis au même niveau d'exigence que tous les projets développés par le Groupe en matière de responsabilité sociale et environnementale. Il contribuera de manière responsable et bas carbone à l'électrification d'un pays qui en a fortement besoin pour son développement économique, 60 % de la population n'ayant aujourd'hui pas accès à l'électricité.

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 Singapore. 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.

Ainsi, en octobre 2018, l'université Nanyang Technical University EDF, Enedis et la Nanyang Technological University de Singapour (NTU Singapore) ont inauguré le démonstrateur *microgrid* MASERA (*Microgrid for Affordable and Sustainable Electricity in Remote Areas*), dans le cadre de la *Singapore International Energy Week* (SIEW) et de l'Année de l'Innovation France-Singapour 2018. Ce démonstrateur permettra au groupe EDF de déployer une offre commerciale de *microgrids* abordables et performants pour les territoires isolés d'Asie du Sud-Est.

Le Groupe a également déménagé à l'été 2018 son siège asiatique de Bangkok à Singapour pour couvrir son développement en Asie du Sud-Est, renforcer ses synergies avec le laboratoire de R&D, et participer à l'écosystème de développement et d'innovation autour des thèmes de la ville intelligente, particulièrement actif à 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 multimétiers. 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. 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 2019. 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.

En octobre 2018, le groupe EDF a annoncé l'acquisition de 30 % de la société GIBB Power, filiale dédiée à l'énergie du groupe d'ingénierie sud-africain GIBB Engineering and Architecture. Avec cette acquisition, le groupe EDF prévoit d'accroître très sensiblement son activité dans les services d'ingénierie thermique, hydraulique, transport et distribution dans la région dans les 3 prochaines années. Au-delà, GIBB Power permettra au groupe EDF d'identifier, de cribler et de développer des projets d'investissement en Afrique australe.

EDF Renouvelables 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, renommée EDF Renewables Afrique du Sud en 2018, (détenue à 94 % par EDF Renouvelables) et exploite 110,6 MW bruts. Voir aussi la section 1.4.1.5.3 « EDF Renouvelables ».

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 Renouvelables en partenariat avec le groupe japonais Mitsui & Co. développe le parc éolien de Taza d'une puissance de 150 MW. Suite à l'acquisition de Futuren en 2017, présent au Maroc, la capacité installée éolienne totale du Groupe dans ce pays atteint 50,4 MW bruts. Voir aussi la section 1.4.1.5.3 « EDF Renouvelables ».

Le Groupe est aussi présent au Maroc dans les activités d'efficacité énergétique avec la filiale de Fenice (EDF Fenice Maroc, voir section 1.4.5.2.1 « Marché et présence du groupe EDF en Italie ») ainsi que sur le marché de l'éclairage public par le biais de sa filiale Citelum. Cette dernière en groupement avec NABILUM, une société marocaine, a remporté l'appel d'offres organisé par la ville de Fès. Ce contrat de 15 ans porté par une Société de Développement Local (SDL) détenue à 51 % par la ville de Fès et 49 % par le groupement Citelum/NABILUM, va rénover, étendre et maintenir les installations d'éclairage public de la ville soit environ 68 000 points lumineux.

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

Le consortium composé d'EDF (40 %), IFC (20 %), l'État du Cameroun (15 %), Africa50 (15 %) et STOA (10 %) a débuté la construction du barrage hydroélectrique Nachtigal, d'une puissance de 420 MW, situé sur la Sanaga et proche de Yaoundé. 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 décision finale d'investissement a été prise fin juillet 2018 et les accords de financement ont été signés le 8 novembre 2018. Le closing de Nachtigal a été réalisé le 24 décembre 2018.

La centrale hydroélectrique Nachtigal est un projet dimensionnant pour le pays et sera, à sa mise en service, le plus important moyen de production du Cameroun. Elle assurera environ un tiers des besoins en électricité et générera 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

Le groupe EDF fait son entrée dans la production d'énergie renouvelable en Egypte. EDF Renouvelables, à parité avec l'Egyptien Elsewedy, finance, construit et exploitera 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 Renouvelables »).

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 réalise 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 »).

Via Edison, le Groupe est aussi présent localement depuis 2016 avec EEES (100 %), société de services et pionnier dans le développement de projets d'efficacité énergétique en Égypte.

Côte-d'Ivoire

En partenariat avec SIFCA, groupe agro-industriel ivoirien en Afrique de l'Ouest et le fonds Meridiam entré dans le projet en janvier 2018, 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 finale d'investissement est visée pour mi 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 ZECI, 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* - Énergie 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* - Énergie 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 Renouvelables développe ce projet aux côtés de Masdar, société d'Abu Dhabi appartenant au groupe Mubadala, et du client DEWA. Cette centrale, dont une première phase de 200 MW a été mise en service et une deuxième phase de 300 MW a été mise en construction en 2018, sera la plus grosse centrale solaire au monde (voir la section 1.4.1.5.3 « EDF Renouvelables ») ;
- 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.

Egalement aux Emirats Arabes Unis, le groupe EDF a eu pour ambition d'établir une relation à long terme avec NAWAH, l'exploitant de la centrale nucléaire de Barakah aux Emirats Arabes Unis. Le 21 novembre 2018, EDF et NAWAH ont signé un accord-cadre de longue durée, aux termes duquel EDF accompagnera NAWAH, filiale d'Emirates Nuclear Energy Corporation (ENEC), dans l'exploitation et la maintenance de la centrale de Barakah, *via* une large gamme de prestations de services dans plusieurs domaines (dont la sûreté, la radioprotection, la gestion du cycle combustible et le suivi environnemental).

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.

Israël

Le groupe EDF est présent en Israël depuis 2010 à travers sa filiale EDF Renouvelables, qui exploite 295,1 MW bruts de projets photovoltaïques connectés au réseau, et a lancé en 2018 la construction de 87 MW supplémentaires (voir la section 1.4.1.5.3 « EDF Renouvelables »).

Le Groupe soutient également les efforts de développement de sa filiale italienne Edison dans l'exploration de gaz et dans le développement du gazoduc EastMed qui doit relier Israël à l'Italie.

Par ailleurs, le Centre d'ingénierie hydraulique d'EDF Hydro 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* - Énergie 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 sur un modèle de concessions géographiques. Depuis 2017, le groupe EDF a décidé de s'associer avec des *start-up* innovantes pour fournir de l'énergie et des services à une clientèle rurale et péri-urbaine en fonction de leurs revenus et de leurs besoins. Ces solutions vont de l'alimentation réseau au kit solaire individuel, en passant par le mini grid.

Grâce à ces solutions, plusieurs milliers de personnes en Afrique du Sud, Côte d'Ivoire, Ghana, Sénégal et Togo peuvent aujourd'hui 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. Au Kenya, nos clients ont la possibilité d'acheter des pompes solaires agricoles pour améliorer significativement le rendement des cultures

Le groupe EDF a par ailleurs créée la société NEoT Offgrid Africa (participation d'EDF Pulse Croissance Holding à hauteur de 17%, aux côtés de fonds d'investissements de la société de gestion Meridiam) qui a vocation à financer nos solutions de fourniture d'énergie et de services.

BBOXX
EDF a racheté 50 % des parts de BBOXX Togo à BBOXX UK en novembre 2018 pour assurer la vente, l'installation et la maintenance de kits solaires à destination de foyers ruraux au Togo.

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.

ERA
Au Sénégal, le groupe EDF détient 70 % des actions de la société ERA, accompagné d'un partenaire local Matforce. ERA est opérateur depuis 2014 de la concession d'électrification rurale de la zone Kaffrine-Tambacounda-Kédougou (25 % du territoire sénégalais). Assisté financièrement par l'Agence Française de Développement qui devrait débloquer prochainement une 3e et dernière tranche de subvention, ERA développe le réseau électrique, installe des panneaux photovoltaïques en zone rurale et alimente à ce jour un portefeuille de 6 000 clients environ. Le processus de révision tarifaire initié en juin 2017 par le Régulateur à la demande des concessionnaires devrait aboutir début 2019 à la publication de nouveaux tarifs qui devront assurer l'équilibre financier de la concession et permettre son développement sur le long terme.

SunCulture
Le 18 juillet 2018, le groupe EDF a rejoint les actionnaires de la société kenyane SunCulture pour assurer la vente, l'installation et la maintenance de pompes solaires à destination de foyers ruraux au Kenya et très rapidement se développer dans d'autres pays africains.

ZECI
Le groupe EDF et Off Grid Electric (OGE), désormais « ZolaElectric » - 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, ZECI, pour la fourniture d'énergie solaire compétitive hors réseaux en Afrique.

Dans le cadre de cette co-entreprise, le Groupe et ZolaElectric prennent en charge l'installation et la maintenance de kits solaires à destination de foyers ruraux et périurbains.

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 avant de passer en phase de développement courant 2019.

1.4.6 SERVICES ÉNERGÉTIQUES ET AUTRES ACTIVITÉS

1.4.6.1 Services énergétiques

En raison d'un contexte législatif, technologique et sociétal qui met au cœur de son évolution la lutte contre le réchauffement climatique et la recherche de performance, le groupe EDF doit adapter ses solutions énergétiques pour apporter des réponses efficaces à ses clients.

Ces solutions reposent sur l'expertise présente au sein du Groupe et portée par plusieurs filiales. En juin 2017, celles-ci ont été placées sous la bannière de la marque ombrelle EDF Solutions énergétiques visant à valoriser leur activité tout en rappelant leur appartenance au groupe EDF.

Les services énergétiques développés par le Groupe répondent aux enjeux exprimés par les collectivités locales, les entreprises et les particuliers dans des domaines très variés : les services urbains, à l'instar de la mobilité électrique et de l'éclairage intelligent, la production d'énergie décentralisée, la gestion de réseaux de chaleur et de froid, les investissements à réaliser par les entreprises dans de nouveaux matériels énergétiques (chaudières ; éclairage *indoor*, etc.) sans obérer leur capacité financière, la gestion intelligente des bâtiments ; toutes ces solutions ayant pour point commun la diminution des émissions carbone et le gain en performance énergétique.

En 2018, EDF a mis un accent particulier sur la mobilité électrique pour contribuer à décarboner le secteur des transports, émetteur de 20 % des émissions de gaz à effet de serre en Europe. À cet effet, le Plan Mobilité Électrique annoncé par EDF le 10 octobre 2018 exprime l'ambition du Groupe d'être le leader énergétique de la mobilité électrique en Europe dès 2022. Ce plan repose sur 3 objectifs :

- être le 1er fournisseur en électricité pour véhicules électriques en 2022 ;
- être le 1er exploitant de réseau de bornes électriques ;
- être le leader européen du *smart charging* d'ici 2020.

EDF est convaincu que l'essor accéléré de la mobilité électrique passera par des partenariats avec des acteurs fiables du secteur automobile (constructeurs, équipementiers, loueurs, etc.). Dans cette perspective, des premiers partenariats ont été signés à l'instar de Renault et de Valéo.

Enfin, pour déployer son ambition, le groupe EDF peut déjà compter sur l'action de sa filiale à 100 % IZIVIA (ex-Sodetrel).

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 développer les énergies renouvelables et de récupération, 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.

Dalkia met son expertise au service de ses clients pour concevoir, réaliser et gérer des solutions énergétiques innovantes, plus écologiques et plus économiques, pour un développement durable des villes et des entreprises.

De la production décentralisée d'énergie thermique 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 2018, Dalkia (y compris ses filiales) a permis à ses clients d'éviter l'émission de 4,2 millions de tonnes de CO_2 et a réalisé 6,3 TWh d'économies d'énergie.

Dalkia gère plus de 80 000 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 reproductible, reposant sur de nombreux leviers d'optimisation :

- l'amélioration de l'efficacité des équipes et des organisations, optimisation des performances des opérations à l'occasion de la prise en main des réseaux ;
- la modification du mix énergétique pour plus d'efficacité et moins de CO_2, avec l'optimisation des cogénérations et le développement des énergies renouvelables et de récupération (biomasse, géothermie, valorisation énergétique des déchets, biogaz, récupération d'énergie fatale, etc.) ;
- des services additionnels pour mieux valoriser les actifs (numériques par exemple).

Dalkia est ainsi en France un des leaders pour la gestion de réseaux de chauffage et de climatisation urbains, en exploitant plus de 330 réseaux de chauffage ou de froid urbains et locaux, et en fournissant de la chaleur à plus de 2 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 plus de 2 300 sites industriels. Leurs enjeux sont l'amélioration de la performance environnementale (avec notamment la maîtrise des émissions de CO_2 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 CO_2. 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 filiales de Dalkia en France

Dalkia Smart Building (anciennement Optimal Solutions)

Dalkia Smart Building, filiale à 100 % du groupe Dalkia, se positionne comme un spécialiste de la conception et réalisation de solutions pour accompagner ses clients dans la transition énergétique et la transition numérique en France. En complémentarité forte avec les régions de Dalkia, Dalkia Smart Building conçoit et réalise des solutions pour la rénovation des bâtiments (enseignement, ministères, piscines, bureaux) et pour la construction de nouveaux bâtiments et quartiers (*smart building, smart grid thermique et électrique, green data center, smart piscines*).

Dalkia Wastenergy (anciennement Tiru)

Dalkia Wastenergy, filiale à 100 % du groupe Dalkia depuis le 29 mars 2018, 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 de vapeur, d'électricité, ou de biogaz ;
- la valorisation de la matière à travers le compost, le tri, le conditionnement des matières recyclables et la production de CSR.

Dalkia Wastenergy conçoit, construit et exploite actuellement des installations localisées en France, en Grande-Bretagne et au Canada.

Dalkia Froid Solutions (anciennement Cesbron)

Dalkia Froid Solutions, 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 rafraichissement, traitement de l'air, chauffage réversible et en *process* de boulangerie et cuisine professionnelle.

Dalkia Biogaz

Dalkia Biogaz, filiale à 100 % du groupe Dalkia, est spécialisée dans la production et la valorisation du biogaz. Elle est présente en France et en Belgique, et propose les services suivants : méthanisation agricole, territoriale ou industrielle, 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.

Techsim

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.

Principales filiales de Dalkia à l'international

Matex Controls, qui a adopté la marque Dalkia

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© (*Virtuel Energy Management System*).

ZEC, qui a adopté la marque Dalkia

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 en substitution au charbon pour alimenter les réseaux de chaleur et les installations de distribution électrique.

Fenice Rus, qui adopté la marque Dalkia

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 co-détenue par Dalkia et EDF Energy, 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.

Aegis Energy Services

Aegis Energy Services LLC, société acquise en août 2018 et basée à Holyoke dans le Massachusetts, est spécialiste des petites centrales de cogénération au gaz dans le Nord-Est des Etats-Unis, des appareils qu'elle conçoit, réalise et met en service. Aegis Energy Services en a installé un peu moins d'un millier depuis sa création en 1985.

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 500 salariés en France, Citelum emploie au total 2 500 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 villes de référence dans le monde telles que Mexico, Copenhague, Barcelone, Rome, etc. À fin 2018, Citelum gère plus de 3 millions de point lumineux dans le monde et éclaire 30 millions d'habitants.

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 Citégestion et des compétences fortes en ingénierie contractuelle.

2018 marque la fin de la réalisation des travaux de rénovation de l'éclairage des 10 usines Renault en France par Citelum. Avec 115 000 points lumineux rénovés avec la technologie LED et 35 000 autres retirés, de manière générale, le niveau d'éclairage a été optimisé et l'implantation des luminaires améliorée permettant à Renault de réduire ses dépenses énergétiques de 60 % par an et d'améliorer les conditions de travail tout en assurant la sécurité des salariés. Ceux-ci, devant effectuer un travail de précision et soumis à des règles de sécurité strictes, évoluent désormais dans un environnement adapté à leurs besoins et à leurs objectifs de qualité de production.

Dans le cadre du projet de gestion connectée de l'espace public de Dijon Métropole, les services de la plateforme MUSE® ont été livrés en temps et en heure, MUSE® GMAO (Gestion de la Maintenance Assistée par Ordinateur), MUSE® GCI (Gestion Centralisée des Interventions) et MUSE® main courante.

En 2018, Citelum a remporté en groupement avec Viola, le contrat de conception, rénovation, exploitation et maintenance des installations d'éclairage public et de signalisation lumineuse tricolore de la ville d'Asnières-sur-Seine pour une durée de 8 ans. Au terme des travaux de rénovation, 76 % de l'éclairage fonctionnera avec la technologie LED pour atteindre l'objectif de plus de 80 % d'économies d'énergie sur la partie rénovée. Au cours du contrat, le groupement pourra déployer de nouveaux services connectés pilotés par la plateforme MUSE® : bornes lumineuses pour sécuriser les passages piétons, stationnement intelligent, infrastructure IoT, mises en lumière du patrimoine et des voies commerçantes.

En 2018, la SOFICO Wallonie a aussi décidé, dans le cadre de son Plan Lumières 4.0, l'attribution du PPP d'éclairage des autoroutes wallonnes au consortium LuWa, composé des sociétés Citelum, EDF Luminus, CFE et DIF. Le projet, d'une durée de 20 ans, doit permettre de renover et de connecter l'éclairage du réseau structurant routier de la Wallonie.

Au Mexique, Citelum signe la mise en lumière de la Tour BBVA Bancomer au cœur de la capitale et remporte le marché de travaux d'éclairage des voies principales reliant 10 villes de l'état de Mexico.

Au Chili, Citelum a réalisé les travaux du PPP d'éclairage de la ville d'Independencia. D'une durée de 10 ans, le projet a permis la transformation à LED des 7 300 points lumineux.

Au Brésil, Citelum a remporté en 2018 le contrat de gestion des 34 000 points lumineux de la ville de Macapa, capitale de l'état d'Amapa.

En Inde, en partenariat avec TATA projects, Citelum a gagné un nouveau contrat de travaux et exploitation des 70 000 points lumineux de la ville de Noida, en banlieue de New Delhi.

En Italie, Citelum a remporté en 2018 deux contrats cadre CEV pour des travaux sur l'éclairage indoor des bâtiments publics sur les régions de Lombardie, Emilie Romagne et Toscane.

Citelum se renforce aussi au Danemark par la signature d'un contrat de signalisation lumineuse tricolore pour la ville de Copenhague et gère désormais l'éclairage de 5 villes du pays : Copenhague, Frederiksberg, Hillerød, Albertslund et Furesø.

Au cours de l'année, Citelum a déployé de nouveaux services innovants tels qu'un dispositif de stationnement intelligent à Toulouse, un système de captation du bruit couplé à la modulation de la lumière à Sant Cugat (Espagne) ou encore un programme de protection de la biodiversité *via* la mesure et le contrôle de la pollution lumineuse à Almeria (Espagne).

1.4.6.1.3 EDF Pulse Croissance

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 », conçue comme la pépinière de *start-up* d'EDF.

En octobre 2018, « EDF Nouveaux Business » a changé de nom pour devenir « EDF Pulse Croissance » et ainsi bénéficier de l'adossement à la marque innovation du Groupe (EDF Pulse) et accroître sa notoriété.

EDF Pulse Croissance a pour mission d'explorer la transition écologique et numérique, de créer de nouveaux leviers de croissance pour le Groupe en proposant pour ses clients – particuliers, entreprises, collectivités – des offres et services innovants, compétitifs. EDF Pulse Croissance a prévu d'ici fin 2019 d'investir dans au moins dix projets de *start-up* et est dotée pour ce faire d'une capacité de financement de 30 millions d'euros par an (hors opération exceptionnelle).

Quatre domaines sont privilégiés :

- la performance des outils de production pour les clients entreprises ;
- les services à l'habitant ;
- la gestion durable des territoires ;
- les systèmes énergétiques décentralisés.

A la fois fonds d'investissement et incubateur de projets intrapreneuriaux, EDF Pulse Croissance est constituée d'une équipe resserrée travaillant en lien étroit avec les équipes de la R&D et les métiers d'EDF ainsi qu'avec l'ensemble des dispositifs du

Groupe engagés dans l'innovation ouverte et les partenariats avec le monde des *start-up*.

Incubateur

Pour le volet incubateur intrapreneurial, EDF Pulse Croissance s'appuie sur les idées et le savoir-faire des salariés du Groupe, et peut proposer aux salariés un accompagnement sur mesure afin de les aider à développer leur projet dans une logique entrepreneuriale et qui bénéficie au Groupe et aux salariés entrepreneurs.

Investisseur et partenaire

Pour parvenir à développer de nouvelles activités et des solutions innovantes dans les nouvelles technologies, EDF Pulse Croissance a la capacité d'investir directement dans de jeunes « pousses », ou de les mettre en relation avec l'écosystème du Groupe – notamment avec les fonds dédiés tel qu'Electranova Capital dans lequel EDF Pulse Croissance est investisseur. 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 et à l'international. Pour l'essentiel, l'investissement est conçu comme un volet d'un partenariat industriel et commercial global.

Les *start-up* soutenues par EDF Pulse Croissance opèrent dans des divers secteurs liés à la transformation écologique et numérique. À titre d'exemple, on peut citer le tiers financement de l'efficacité énergétique avec Perfesco ; la sécurité des données informatiques avec l'entreprise Seclab ; les systèmes de pilotage énergétique avec EDF Store & Forecast ou les technologies de batteries zinc-air avec la *start-up* Znr Batteries.

Depuis sa création, EDF Pulse Croissance a ainsi investi dans 13 *start-up* et détient une participation dans 13 fonds d'investissement. Au 31 décembre 2018, EDF Pulse Croissance a en particulier contribué au développement de huit nouvelles sociétés :

Agregio

Agregio est un agrégateur au service des producteurs d'électricité qui disposent de capacités de production renouvelables et des clients 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 positionne 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.

Metroscope

Créée en décembre 2017, Metroscope est issue d'un projet d'intrapreneuriat. Grâce à un système d'intelligence artificielle, celle-ci propose un diagnostic en temps réel qui permet aux clients industriels d'augmenter et/ou d'optimiser la performance de leurs installations industrielles, en identifiant les aléas, les pannes et les pertes de rendement affectant leurs 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.

NEoT Capital N Green Mobility et NEoT Offgrid Africa

La société NEoT Capital a été créée en 2016 et a pour objet le financement de projets et technologies innovants dans les domaines du stockage de l'énergie. Elle est détenue par EDF Pulse Croissance Holding (42,5 %), Mitsubishi Corp (42,5 %) et Forsee Power (15 %). NEoT Capital a développé deux activités distinctes et logées chacune dans des sociétés séparées qui ont été créées en 2017 :

- N Green Mobility, une société liée à la mobilité électrique : fourniture d'un service d'énergie embarquée au client BtoB sur une période de plusieurs années incluant l'équipement (batteries, infrastructure de charges, bus électriques etc.), la garantie de performance, l'exploitation et la maintenance des équipements. L'actionnariat est constitué à part égales d'EDF Pulse Croissance Holding, la Caisse des dépôts et consignations et Mitsubishi Corp ;
- NEoT Offgrid Africa, une société visant à développer des offres de stockage stationnaire en BtoB ou en BtoC en Afrique, en partenariat sur plusieurs projets avec EDF. L'actionnariat est constitué de Meridiam (64,28 %), de Mitsubishi Corp (17,86 %) et d'EDF Pulse Croissance Holding (17,86 %).

McPhy

Spécialiste des équipements de production, stockage et distribution d'hydrogène, McPhy contribue au déploiement mondial de l'hydrogène bas carbone comme solution pour la transition écologique. Fort de sa gamme complète dédiée à l'hydrogène énergie, à la mobilité zéro émission et à l'hydrogène industriel, McPhy offre à ses clients des solutions clé en main adaptées à leurs applications, de recharge de véhicules électriques à pile à combustible et d'approvisionnement en matière première industrielle. Concepteur, fabricant et intégrateur d'équipements hydrogène depuis 2008, McPhy dispose de trois centres de développement, ingénierie et production en Europe (France, Italie, Allemagne). Ses filiales à l'international assurent une large couverture commerciale à ses solutions hydrogène innovantes. McPhy est coté sur Euronext Paris (compartiment C, code ISIN : FR0011742329, code mnémonique : MCPHY).

Oreka Solutions

Oreka Solutions développe et propose des outils pour simuler et évaluer avec une approche multicritère des opérations en milieu industriel et nucléaire. Son outil phare est le logiciel DEMplus®, qui est un outil d'aide à la décision et de simulation d'intervention basé sur les technologies de la 3D temps réel et permettant d'avoir en résultats les coûts, les délais, les déchets et la dosimétrie.

Hoppy

Hoppy est une plateforme digitale en Grande-Bretagne qui offre des services pour gérer son domicile au quotidien : abonnement TV/Box Internet, téléphone mobile, électricité-gaz et mise en relation pour la réalisation de travaux domestiques.

Zenpark

Début 2019 [(1)], le groupe EDF a annoncé son entrée au capital de Zenpark. Zenpark est un opérateur de parkings partagés automatisés qui met à disposition des automobilistes des parkings privés inaccessibles jusqu'alors. Ils créent et opèrent ainsi une nouvelle offre d'espaces de stationnement tout en facilitant les nouvelles formes de mobilité *via* son réseau diffus géré intelligemment de places de stationnement.

Soutien aux *start-up*

Enfin, le soutien d'EDF Pulse Croissance aux *start-up*, en particulier françaises, s'est aussi illustré par l'organisation de trois appels à projets (démantèlement nucléaire, services aux personnes âgées favorisant leur maintien à domicile en autonomie et en sécurité, services à l'habitant) qui ont donné lieu à 12 *Proofs Of Concept* (POC) rémunérés et qui sont en cours de réalisation avec les métiers correspondants d'EDF.

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 conçoit, développe, produit et met en œuvre une gamme de solutions qui permet aux clients entreprises et collectivités territoriales de *manager* et d'optimiser la performance énergétique et d'exploitation de leur patrimoine immobilier. Cette société est un acteur incontournable de la digitalisation du *management* énergétique à travers des offres telles que :

- le pilotage de la performance énergétique et patrimoniale : collecte automatisée de données, applications mobiles, *management* énergétique personnalisé par un *energy manager* ;
- des audits énergétiques innovants : maîtrise algorithmique autour des données énergétiques et patrimoniales des clients, *data science* et *big data*.

(1) Voir le communiqué de presse EDF du 29 janvier 2019 « Zenpark lève plus de 10 millions d'euros, avec la participation des groupes EDF et RATP ».

Netseenergy traite près de 9 millions de *data* quotidiennement, sur un périmètre de 20 000 sites. Spécialiste de l'IoT avec 60 000 objets connectés télérelevés chaque jour, Netseenergy assure le *management* énergétique et immobilier de plus de 120 millions de m^2 depuis plus de 16 ans.

La proposition de valeur de Netseenergy : automatiser la collecte des données immobilières et énergétiques et leurs analyses, améliorer la performance et digitaliser la gestion d'un patrimoine immobilier.

Edelia (EDEV Téléservices)

Société détenue à 100 % par EDF, Edelia conçoit et met en œuvre des solutions de suivi et de maîtrise de l'énergie pour les particuliers et les professionnels. Edelia opère ainsi une plate-forme numérique qui permet à plus de 10 millions de clients du groupe EDF de bénéficier d'une gamme de solutions digitales innovantes. Edelia développe aussi des outils modulaires basés sur l'IoT (*Internet of Things*), adaptables aux écosystèmes des différents utilisateurs, qui permettent de tirer profit du déploiement des objets connectés dans la « *smart home* » pour enrichir les outils digitaux pour les clients.

Maison connectée

La commercialisation des offres de la filiale Sowee, 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.

Mobilité électrique

Le secteur des transports est aujourd'hui très dépendant des énergies fossiles : il est l'un des foyers les plus importants en émissions de CO_2. 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 IZIVIA (ex-Sodetrel).

Les solutions du Groupe comportent :

- une gamme de conseils à destination 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.

IZIVIA (ex-Sodetrel)

Fondée en 1998 sous l'appellation Sodetrel (Société de Développement du Transport Électrique), filiale détenue à 100 % par EDF, IZIVIA est aujourd'hui un acteur de référence sur le marché de la mobilité électrique en France. Depuis plus de 20 ans, IZIVIA accompagne les collectivités, les syndicats d'énergie et les entreprises à toutes les étapes de leurs projets de mobilité électrique : de l'installation à l'exploitation technique et maintenance des services de recharge en passant par la gestion de la relation aux utilisateurs des bornes.

IZIVIA est propriétaire et exploitant de son propre réseau, avec les bornes Corri-Door de recharge rapide sur autoroutes [(1)] (200 bornes compatibles avec tous les modèles de véhicules électriques du marché, positionnées tous les 80 km environ) et se positionne en opérateur de mobilité pour les conducteurs de véhicules électriques ou hybrides rechargeables grâce à son Pass. IZIVIA fabrique également son propre matériel de recharge compatible *smart charging* permettant d'optimiser les consommations d'énergie liées à la recharge.

En 2018, la ville de Nice (France) a attribué son marché de maintenance et travaux pour son réseau de bornes de recharges de véhicules électriques au groupement Citelum-IZIVIA (ex-Sodetrel).

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).

Chauffage : CHAM

Filiale à 100 % du groupe EDF, CHAM assure l'entretien, le dépannage et l'installation des équipements thermiques de petite à moyenne puissance, de la chaudière aux énergies renouvelables. CHAM innove dans l'E-maintenance et propose des services connectés, permettant de piloter la maison.

Avec plus de 900 collaborateurs présents partout en France, CHAM réalise plus de 700 000 interventions par an et répond aux besoins des particuliers, des clients collectifs privés comme publics, et des professionnels.

Grâce à une forte ambition de croissance, CHAM se positionne pour devenir le spécialiste des services énergétiques et s'appuie sur 3 atouts majeurs : le professionnalisme de ses équipes, l'expertise de son réseau et la relation de proximité avec 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 conception, la prise en charge de l'investissement, l'installation et l'exploitation avec engagement de performance. Perfesco accompagne 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. Il a développé sa stratégie gazière pour assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz de plus de 5,1 millions de clients [(2)], de ses centrales de cogénération et de ses centrales électriques à gaz.

Le Groupe est ainsi présent sur le marché du gaz naturel en France mais aussi en Europe, principalement au travers d'EDF et d'Edison en Italie, qui représente à partir du 1er 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 1.4.5.2.2 « Stratégie d'Edison »), ainsi que de ses filiales EDF Energy et EDF Luminus. 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 (notamment 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.

En 2018, EDF Trading Limited et JERA Co Inc. ont signé un accord pour la création d'une joint-venture qui sera renommée JERA Global Markets et sera détenue à hauteur de 33,33 % par EDF Trading Limited et de 66,67 % par JERA Trading International Pte Ltd (100 % JERA Co Inc). JERA Global Markets aura l'objectif de gérer en exclusivité l'optimisation à court et moyen terme du portefeuille d'actifs GNL d'EDF et JERA sur le marché global.

1.4.6.2.1 Marché final du gaz naturel

En Europe, au 31 décembre 2018, les portefeuilles avals de clients s'établissent ainsi :

- en France (EDF et ÉS) : environ 1,7 million de clients (des particuliers jusqu'aux grands comptes) pour une consommation de plus de 31 TWh en 2018 ;
- en Italie (Edison) : environ 0,9 million de clients, 7,3 milliards de mètres cubes de gaz (environ 77,5 TWh) ;
- au Royaume-Uni (EDF Energy) [(3)] : environ 1,9 million de clients, pour environ 29 TWh ;
- en Belgique (EDF Luminus) : environ 0,6 million de clients, pour environ 14 TWh.

(1) Projet né d'un consortium rassemblant EDF, IZIVIA les constructeurs automobiles Renault, Nissan, BMW, Volkswagen et ParisTech et cofinancé par la Commission européenne.
(2) Les clients sont décomptés fin 2018 en nombre de sites de livraison.
(3) 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 et GNL 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.

Dans le but de préserver son positionnement sur le marché final, le Groupe vise à renforcer et à diversifier son portefeuille d'approvisionnement de gaz à moyen et à long terme.

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)

Le 30 octobre 2018, EDF a annoncé avoir réalisé la cession de sa participation de 65 % dans le terminal méthanier de Dunkerque (aussi détenu à hauteur de 25 % par Fluxys et de 10 % par Total) à Fluxys, en partenariat avec Axa Investment Managers – Real Estate et Crédit Agricole, et à un consortium financier composé de Samsung Securities Co. Ltd., IBK Securities Co. Ltd. et Hanwha Investment & Securities Co. Ltd.. EDF reste le principal *shipper* utilisant le terminal à long terme, à fin de servir la stratégie gaz du Groupe.

À travers Edison, EDF a aussi maintenu un droit d'utilisation de 80 % de la capacité de regazéification du terminal *offshore* de Rovigo, 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).

Transport de GNL par cargaison de petite taille (Small Scale GNL)

Edison a lancé en 2018 le projet *small scale GNL* pour le développement d'une chaîne logistique de commercialisation de GNL sur le territoire italien ainsi que la construction d'un dépôt côtier et d'un petit méthanier dédié (*small scale*), afin de contribuer au développement d'un carburant durable à faible émission CO_2 pour les transports maritimes et routiers (voir section 1.4.5.2.3.2 « Activités dans le secteur des hydrocarbures »).

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 1.4.5.1.2.2 « 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 209 millions de barils équivalents, ayant permis la production de 18,1 millions de barils équivalents en 2018.

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 des services d'optimisation et de gestion des risques à toutes les entités du groupe EDF ainsi qu'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. Au travers de sa filiale EDF Energy Services, elle est également en Amérique du Nord 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 cinq premiers fournisseurs d'électricité à destination de clients industriels et commerciaux.

Le siège d'EDF Trading se trouve à Londres. La Société emploie environ 870 salariés et est régulée par l'Autorité des marchés financiers du Royaume-Uni, la Financial Conduct Authority.

EDF Trading est chargé notamment de l'accès aux marchés de gros pour le compte de la DOAAT (voir section 1.4.3 « Activités d'optimisation pour EDF en France »).

Marché européen de l'électricité

EDF Trading est également l'un des principaux acteurs sur le marché de gros de l'électricité en Europe, avec un volume d'échanges de plus de 2 000 TWh chaque année. La société 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. En 2018, EDF Trading a poursuivi ses prestations d'optimisation des actifs flexibles français du Groupe. La société a également développé des structures de gestion des risques sur mesure pour EDF en France afin de l'aider à gérer son exposition à la réglementation sur l'ARENH. EDFT a renforcé ses services en Italie suite au lancement de son partenariat sur l'électricité avec Edison en 2017. La société a également conclu un grand nombre d'opérations pour les grands clients industriels et tertiaires d'EDF.

Marché européen du gaz

EDF Trading est aussi l'un des principaux acteurs sur le marché de gros du gaz en Europe, avec un volume d'échanges de plus de 764 mmc (milliards de mètres cubes) chaque année. La Société optimise sur les marchés de gros les actifs physiques gaziers des entités du groupe EDF, notamment la production, les capacités de transit, les contrats de fourniture de 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 2018, EDF Trading a augmenté son activité de couverture pétrole et gaz avec Edison et étendu ses services d'optimisation du terminal de Dunkerque LNG. La société a également assuré l'accès au marché de la Direction Commerce d'EDF et de Dalkia, notamment au travers des services de flexibilité suite à la nouvelle réglementation française sur le stockage du gaz.

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 et électricité, faisant affaire avec plus de 700 partenaires dans toute l'Amérique du Nord. La Société dispose d'un portefeuille de contrats clients comprenant des produits environnementaux, gaz naturel et électricité à long terme. EDFT NA sous-traite ou gère en moyenne une capacité de stockage de gaz naturel de 215 millions de mètres cubes et négocie environ 140 millions de mètres cubes par jour. En outre, elle fournit des services de couverture (financière et physique) ainsi que de gestion des congestions à un portefeuille de 300 GW répartis sur cinq ISO. En 2018, EDF Trading a intensifié son activité avec le secteur E&P, nouant des relations avec des producteurs pour acheter leur production et optimiser les obligations d'approvisionnement de la société.

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 énergétiques aux comptes industriels et tertiaires, aux producteurs d'électricité et aux distributeurs d'énergie. Figurant dans le Top 5 des principaux fournisseurs d'électricité aux clients non résidentiels en Amérique du Nord, elle propose des produits environnementaux, gaz naturel et électricité. Par ailleurs, elle dispose de contrats de fourniture avec des distributeurs d'électricité et de gaz au service de clients domestiques et de petites entreprises à travers les États-Unis et le Canada. EDF Energy Services est l'un des principaux prestataires de services destinés aux centrales électriques indépendantes aux États-Unis, opérant plus de 41 GW d'électricité depuis 147 centrales et plus d'une dizaine d'options d'effacement de clients interruptibles. Certains clients d'EDF ES sont des entités européennes ou sont présents en Europe, ce qui permet à EDF de satisfaire leurs besoins dans le monde entier. En 2018, EDF Energy Services a poursuivi l'expansion de sa présence en signant ou renouvelant un grand nombre de contrats. La société fournit désormais 26 des principaux clients d'EDF présents en

Europe et en Amérique du Nord. En 2018, EDF Energy Services a acquis le portefeuille de vente au détail d'électricité de TransCanada, ce qui lui a permis d'accéder à un plus grand nombre de clients et de faire progresser sa stratégie visant à étendre sa clientèle à de plus petits clients commerciaux et industriels.

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 2018, EDF Trading a signé le premier certificat I-REC (*International Renewable Energy Certificate*) pour le groupe EDF et a étendu son activité de garanties d'origine.

Marchés internationaux des combustibles

En avril 2017, EDF Trading a conclu la vente de son activité de charbon et de fret à JERA. EDFT détient désormais une participation financière de 33 % dans JERA Trading, l'un des principaux négociants de charbon au monde.

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. En 2018, EDF Trading et JERA ont annoncé la signature d'accords contraignants concernant la création d'une co-entreprise d'optimisation et de trading de GNL. Les activités d'optimisation et de trading de GNL de JERA et EDFT seront fusionnées au sein de JERA Trading. L'opération devrait être conclue début 2019. La société a poursuivi le développement de ses activités GPL à l'international.

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 1,8 millions de tonnes de charbon livrées en 2018, 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 France continentale, en Corse et outre-mer en étroite collaboration avec JERA 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 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 ».

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 assujetti 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 2018, l'État détenait 83,67 %[1] du capital social et 88,83 % 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 organisant le contrôle de l'État sur les sociétés, syndicats et associations ou entreprises de toute nature ayant fait appel au concours financier de l'État 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.

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 assure les missions de développement équilibré de l'approvisionnement en électricité, de développement et d'exploitation des réseaux publics d'électricité et de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente.

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). 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.

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, (vi) à l'évaluation des besoins de compétences professionnelles dans le domaine de l'énergie et à l'adaptation des formations à ces besoins et (vii) à la stratégie de développement de la mobilité propre.

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. 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 et 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 les périodes 2019-2023 et 2024-2028, a fait l'objet d'un débat public qui s'est tenu du 19 mars au 30 juin 2018.

Le ministère de la Transition écologique et solidaire a publié le 25 janvier 2019 l'intégralité du projet de programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) qui constituera le fondement de l'avenir énergétique de la France pour les prochaines années. Ce projet va d'abord être discuté au sein de plusieurs instances qui vont rendre un avis (Conseil national de la transition écologique ; le Conseil supérieur de l'énergie ; le Comité d'experts pour la transition énergétique ; le Comité de gestion des charges de service public de l'électricité ; le Comité du système de distribution publique d'électricité). Le public sera, ensuite, à nouveau invité à donner son avis sur la PPE par Internet, éclairé par l'Avis rendu par l'Autorité environnementale. Les États voisins seront également invités à donner leurs avis. L'adoption de la PPE et la publication du décret correspondant sont attendues dans le courant de l'année 2019.

(1) Incluant la dotation de 389 349 361 actions EDF de l'EPIC BpiFrance depuis janvier 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 a prévu 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 etc.) ou de leurs dépenses visant à améliorer la performance énergétique de leur logement.

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 1er 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 « 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. A l'exception de la directive n° 2018/844 relative à la performance énergétique des bâtiments intervenue dès le 30 mai 2018, l'adoption des textes finaux n'est pas attendue avant le premier semestre 2019 à l'issue des trilogues (Parlement européen / Conseil / Commission). 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.

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. 2 224-32 et L. 2 224-33 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 1er 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 1er 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 1er 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[(2)] 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° 2016-129 du 10 février 2016 a institué, à compter du 1er 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.

(1) Loi du 15 juin 1906, loi n° 46-628 du 8 avril 1946, loi n° 2000-108 du 10 février 2000, loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003, loi n° 2004-803 du 9 août 2004, loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006, loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010.

(2) Ou leur Entreprise Locale de Distribution.

Les différends relatifs à l'accès des tiers aux réseaux relèvent du Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDiS) de la CRE.

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 1er 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 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 par le compte d'affectation spéciale « Transition énergétique » créé par la loi de finances rectificative pour 2015. Pour 2018, l'article 50 de la loi n° 2017-1837 du 30 décembre 2017 de finances pour 2018 substitue à des 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 intègrera 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. Sur ces mêmes bases, la loi de finances pour 2019 prévoit une légère augmentation de la fraction de TICPE, qui passe de 7 166,3 millions d'euros à 7 246,4 millions d'euros, à hauteur du niveau de dépenses prévu en 2019.

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 d'énergie (électricité et gaz) assignées en particulier à EDF, aux autres producteurs d'énergie 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 chèque énergie ;
- les coûts supportés par les fournisseurs en raison de leur participation au dispositif de l'afficheur déporté institué en faveur des personnes en situation de précarité.

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 1er 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 ; depuis début 2017, ce CAS est alimenté par un pourcentage des recettes de TICPE (Taxe Intérieure sur la Consommation des Produits Energétiques, ex-TIPP sur les essences et diesels), et marginalement par une taxe sur les charbons (TICC). Les

énergies carbonées contribuent ainsi au financement de la transition énergétique ;

- 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 dans le programme *« Service Public de l'Énergie »* ;
- les recettes de la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE), renommée « Contribution au Service Public de l'Electricité » (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 ou directement auprès des producteurs qui produisent de l'électricité pour leurs propres besoins. Elle servait historiquement à financer les ENR, les cogénérations, les surcoûts en zone insulaire et les dispositifs sociaux, ce n'est plus le cas depuis le 1er janvier 2017.

Le montant de la CSPE a été fixé à 22,50 €/MWh à compter du 1er janvier 2016. Ce niveau a été maintenu pour 2017, 2018 et 2019. Par exception, pour les entreprises électro-intensives et hyper-électro-intensives et les entreprises de transport, des tarifs réduits compris entre 0,50 €/MWh et 12 €/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 CO_2). C'est dans ce cadre que, depuis le 1er janvier 2017, le CAS « Transition énergétique » est alimenté par une fraction des recettes de la TICPE, tandis que la CSPE alimente directement et exclusivement le budget général.

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 1er 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. La note 4 de l'annexe figurant dans la section 6.1 « Comptes consolidés 31 décembre 2018 » détaille les impacts financiers pour le Groupe de la mise en œuvre de cette réglementation.

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. A la suite de la publication du décret n° 2018-997 du 15 novembre 2018 relatif au mécanisme d'obligation de capacité dans le secteur de l'électricité, RTE a mis en consultation un nouveau projet de règles.

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 modifié en dernier lieu par arrêté du 12 octobre 2018. Cela a permis l'entrée en vigueur du mécanisme au 1er janvier 2017.

Des transactions de gré à gré restent possibles.

La mise en œuvre des engagements concernant la participation des capacités étrangères et des contrats de long terme a nécessité 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. Ainsi, le décret n° 2018-997 du 15 novembre 2018 relatif au mécanisme d'obligation de capacité dans le secteur de l'électricité prévoit les modalités de prise en compte explicite de certaines contributions transfrontalières à la sécurité d'approvisionnement électrique en France, ainsi que les modalités de mise en place d'un dispositif de contractualisation pluriannuelle pour les nouvelles capacités.

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* 3.1 ») approuvées par la CRE le 14 décembre 2017 applicables pour l'année 2018 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 14 décembre 2017 applicable pour l'année 2018.

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 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 toutes 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.

Sur cette base, la CRE a présenté ses recommandations et orientations sur les sujets liés à l'autoconsommation dans une délibération du 15 février 2018.

Dans une délibération du 7 juin 2018, la CRE a fixé le Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité (TURPE) pour les participants à une opération d'autoconsommation collective.

Par ailleurs, dans le cadre de l'examen de projet de loi relatif à la croissance et la transformation des entreprises (projet de loi PACTE), les députés ont adopté un amendement visant à autoriser, à titre expérimental, pour une durée de 5 ans, des opérations d'autoconsommation collective dans un périmètre « respectant un critère de proximité géographique défini par arrêté après avis de la CRE ».

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.

Le décret n° 2018-402 du 29 mai 2018 relatif aux réseaux intérieurs des bâtiments précise les conditions d'existence de ces réseaux ainsi que les droits et devoirs des propriétaires et gestionnaires d'immeubles de bureaux, des utilisateurs de ces réseaux ainsi que des gestionnaires des réseaux publics de distribution d'électricité.

La régulation du secteur électrique

La Commission de régulation de l'énergie (CRE)

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 régulatoire

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.

Le Tarif d'Utilisation du Réseau Public de transport (TURPE 5 HTB) est entré en vigueur au 1er 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 prévoyait une augmentation de 6,76 % au 1er août 2017, suivie d'une évolution à l'inflation au 1er août de chaque année (hors effets correctifs du compte de régularisation des charges et des produits). L'évolution tarifaire au 1er août 2018 s'est élevée à + 3,0 %.

La rémunération financière des actifs de RTE résulte du produit de la base d'actifs régulés (BAR), estimée au 1er janvier 2018 à 14 119 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.

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.

La CRE a défini par une délibération du 17 novembre 2016, le nouveau tarif d'utilisation du réseau public de distribution TURPE 5 HTA/BT. Il est entré en vigueur au 1er août 2017 pour une période initiale de quatre ans environ et prévoyait une évolution à l'inflation au 1er août de chaque année entre 2018 et 2020 (hors effets correctifs du compte de régularisation des charges et des produits).

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.

La CRE a par ailleurs 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 2017.

Le 2 février 2017, Enedis a déposé devant le Conseil d'État une requête en annulation à l'encontre des deux délibérations TURPE 5 HTA/BT.

Le 3 février 2017, EDF a également déposé devant le Conseil d'État une requête en annulation à l'encontre des mêmes délibérations de la CRE.

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.

En réponse à l'arrêt du Conseil d'État, le 28 juin 2018, la CRE a adopté une délibération, publiée au Journal Officiel du 29 juillet 2018, portant décision sur le TURPE 5 bis HTA/BT et son évolution au 1er août 2018. Aucun des autres éléments du TURPE 5 HTA/BT n'ayant été remis en cause par cette décision, le tarif TURPE 5 bis ne diffère du TURPE 5 que par la seule prise en compte des principes énoncés dans la décision du Conseil d'État et de l'évolution attendue du taux d'imposition sur les sociétés.

Ces évolutions sont prises en compte au travers d'une augmentation au 1er aout 2018 de 0,06 % qui combinée à la prise en compte de l'inflation et de la régularisation du CRCP conduit à une revalorisation en moyenne de -0,21 %.

Ce tarif, fixé pour une période de trois ans environ, sera ensuite soumis à une évolution à l'inflation au 1er août de chaque année (hors effets correctifs du compte de régularisation des charges et des produits et, dans une moindre mesure, de l'actualisation des conséquences de la prise en compte de la décision du Conseil d'État).

Dans le cadre du TURPE 5 bis HTA/BT, la rémunération financière d'Enedis résulte de la somme de la rémunération sur actifs gérés (BAR rémunérée à 2,5 %) et de la rémunération des capitaux propres régulés (rémunérés à 4,0 %).

Cette décision reprend également les délibérations précédentes de la CRE relatives aux charges liées à la gestion de clientèle en contrat unique, *via* la composante de gestion, et à l'autoconsommation collective (délibération du 7 juin 2018) qui a introduit une nouvelle formule tarifaire à destination des utilisateurs raccordés au réseau basse tension participant à une opération d'autoconsommation collective ; le tarif applicable aux autoconsommateurs individuels restant inchangé.

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 2018, le différé est de + 950 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 2018 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 1er novembre et 1er 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 1er 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 1er 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 3.2.3.2 « 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 1er 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 1er 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.

Le projet de loi relatif à la croissance et la transformation des entreprises autorise le Gouvernement à prendre par ordonnance dans un délai de six mois à compter de la promulgation de la loi toute mesure relevant du domaine de la loi permettant de mettre en conformité le régime des tarifs réglementés de vente du gaz naturel et de l'électricité avec le droit de l'Union européenne et d'en tirer les conséquences sur les contrats en cours concernés en prévoyant, notamment, les conditions et modalités de leur extinction et, le cas échéant, de transition vers une offre de marché aux dates d'extinction de ces tarifs. La suppression des contrats aux tarifs réglementés de vente aura lieu le 1er juillet 2023.

Le Gouvernement est habilité, en outre, à prendre par ordonnance, d'une part, un dispositif permettant aux consommateurs domestiques qui ne trouvent pas d'offre de fourniture de gaz naturel de bénéficier d'une offre de fourniture de dernier recours et, d'autre part, un dispositif de fourniture de secours se substituant à un fournisseur défaillant ou interdit d'exercer afin d'assurer la continuité de fourniture des consommateurs finals.

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 autorisé 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 1er 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 et suivants 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.

Les décrets n° 2018-221 du 30 mars 2018 relatif à la constitution des stocks complémentaires de gaz naturel mentionnés à l'article L. 421-6 du Code de l'énergie et n° 2018-276 du 18 avril 2018 modifiant diverses dispositions de la partie réglementaire du Code de l'énergie relatives au secteur du gaz naturel ont modifié la partie réglementaire du Code de l'énergie relative à l'accès au stockage souterrain de gaz naturel pour tenir compte des modifications législatives introduites par la loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017.

L'arrêté du 9 mai 2018 relatif à la prise en compte des capacités de stockage souscrites dans un autre Etat membre de l'Union européenne pour l'application de l'article D. 421-12 du Code de l'énergie a abrogé l'arrêté du 31 juillet 2017.

Enfin, la CRE a mis en œuvre la réforme du stockage du gaz naturel par trois délibérations publiées le 22 février 2018 : délibération portant décision sur le tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel, délibération portant décision relative aux modalités de commercialisation des capacités de stockage et délibération portant décision d'introduction d'un terme tarifaire stockage dans le tarif d'utilisation des réseaux de transport de GRTgaz et TIGF, délibération complétée à l'issue de la vente aux enchères des capacités de stockage, par la délibération de la CRE du 27 mars 2018 fixant le niveau du terme tarifaire stockage dans le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel.

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 EN FRANCE

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 autres 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 1er 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.

La loi portant évolution du logement, de l'aménagement et du numérique (dite loi ELAN) insère dans la partie du Code de l'énergie relative à l'accès et au raccordement aux réseaux électriques un chapitre 5 consacré aux colonnes montantes. Les colonnes mises en service à compter de la publication de la loi appartiennent au réseau public de distribution. Pour celles mises en service avant, elles ont vocation à intégrer le réseau public de distribution dans un délai de deux ans à compter de la publication de la loi. Les propriétaires ou copropriétaires ont la faculté de demander leur intégration anticipée. Ils peuvent également décider de conserver la propriété de leur colonne.

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 EN FRANCE

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 avril 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 1er 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.

La directive-cadre sur l'eau du 23 octobre 2000 prévoit qu'elle soit réexaminée par la Commission, au plus tard 19 ans après son entrée en vigueur, soit en 2019.

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.

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 (codifiés aux articles L. 181-1 et R. 181-1 et suivants du Code de l'environnement) 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.

Le 17 avril 2018, la Commission européenne a publié un projet de directive relative à la protection des personnes signalant des violations du droit de l'Union sans qu'aucun calendrier concernant les discussions relatives à ce texte et son adoption n'ait été arrêté à date.

Action de groupe en matière environnementale

La loi n° 2016-1547 du 18 novembre 2016 de modernisation de la justice du XXIe 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.

Le 11 avril 2018, la Commission européenne a publié un projet de directive relative aux actions représentatives dans le domaine de la protection des intérêts collectifs des consommateurs, et abrogeant la directive 2009/22/CE actuellement en vigueur. À date, ce texte n'a pas encore été discuté au sein des institutions européennes.

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 (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, à compter de l'exercice 2018 le *reporting* extra-financier susvisé est remplacé par la publication dans le rapport de gestion d'une déclaration de performance extra-financière (DPEF), 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 3.8.1 « Plan de vigilance »).

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 1er 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, de déclaration et d'utilisation des appareils dont le volume de fluide contenant des PCB est supérieur à 5 dm^3. 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 CO_2 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 1er 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), par les lois n° 2015-992 du 17 août 2015 et n° 2015-1567 du 2 décembre 2015 ainsi que par les décrets n° 2012-1343 du 3 décembre 2012, n° 2014-220 du 25 février 2014, n° 2015-995 du 17 août 2015 et n° 1016-849 du 28 juin 2016. Depuis le 1er 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 1er 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, la loi n° 2016-1087 du 8 août 2016 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.

Dans le cadre du « Paquet Énergie Propre », la directive 2018/844 du du 30 mai 2018, publiée au Journal officiel de l'Union européenne du 19 juin 2018, modifie la directive 2010/31/UE sur la performance énergétique des bâtiments et la directive 2012/27/UE relative à l'efficacité énergétique, afin de renforcer les dispositions actuelles et d'en simplifier certains aspects. Elle devra être transposée par les Etats membres au plus tard le 10 mars 2020.

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).

La troisième période du dispositif a débuté le 1er 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 1er 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 (codifié aux articles R. 221-1 et suivants du Code de l'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.

Le décret n° 2017-1848 du 29 décembre 2017 (codifié aux articles R. 221-1 et suivants du Code de l'énergie) porte le plafond alloué aux programmes d'accompagnement à 200 milliards de kWh d'énergie finale cumulée actualisés.

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 etc.).

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 1er 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 1er 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 1er 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.

Déchets

Le paquet « Economie circulaire » présenté par la Commission en décembre 2015 a été adopté. Il est composé d'un corpus de quatre directives : (i) directive (UE) 2018/849 du Parlement européen et du Conseil du 30 mai 2018 modifiant la directive 2000/53/CE relative aux véhicules hors d'usage, la directive 2006/66/CE relative aux piles et accumulateurs ainsi qu'aux déchets de piles et d'accumulateurs, et la directive 2012/19/UE relative aux déchets d'équipements électriques et électroniques ; (ii) directive (UE) 2018/850 du Parlement européen et du Conseil du 30 mai 2018 modifiant la directive 1999/31/CE concernant la mise en décharge des déchets ; (iii) directive (UE) 2018/851 du Parlement européen et du Conseil du 30 mai 2018 modifiant la directive 2008/98/CE relative aux déchets ; (iv) directive (UE) 2018/852 du Parlement européen et du Conseil du 30 mai 2018 modifiant la directive 94/62/CE relative aux emballages et aux déchets d'emballages. Le paquet « économie circulaire » renforce et unifie les règles de gestion des déchets et tend à prendre en compte l'ensemble du cycle de vie d'un produit. Il devra être transposé par les Etats membres au plus tard le 5 juillet 2020.

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 indemnisations 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 1er 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 Ier 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 1er 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 1er 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 du 24 septembre 2018 *fixant les règles de calcul et les modalités de constitution des garanties financières prévues par l'article R. 516-2-I du Code de l'environnement* est venu fixer les modalités, à compter du 1er janvier 2019, 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 3 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 applicable jusqu'au 20 décembre 2018. A compter de cette date, cinq arrêtés du 3 août 2018 vont fixer les prescriptions applicables aux installations de combustion classées au titre des rubriques 2781-1, 2910, 2931 et 3110. 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 et Framatome sont 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 notamment 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), modifié. 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 prend 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.

Le décret du juin 2016 a refondu le régime des modifications des INB en distinguant les modifications substantielles nécessitant un décret des modifications notables qui selon des critères définis par l'ASN relèvent du régime de l'autorisation et de la déclaration. Par décision du 30 novembre 2017, l'ASN a complété le régime des modifications notables (critères, modalités, contrôle interne etc.) et met fin aux systèmes d'autorisation interne. Ce nouveau régime entrera en vigueur au plus tard le 1 juillet 2019.

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 dans les meilleurs délais 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.

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 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. 1333-11 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 a

été transposée en droit interne par l'ordonnance n° 2016-128 du 10 février 2016 précitée et par deux décrets du 4 juin 2018 réformant respectivement la partie réglementaire du Code de la santé publique, de l'environnement et de la défense (décret n° 2018-434) et le Code du travail (décret n° 2018-437). Des arrêtés d'application viendront précisés ces dispositions.

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 indemnisables. 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 régie 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 etc.). 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.

Impact du Brexit sur le Traité Euratom

Il est prévu qu'à la date du 29 mars 2019, le Royaume-Uni quitte l'Union européenne et ne soit donc plus partie au Traité Euratom. Les conséquences et les mesures prises pour traiter cette situation figurent au 1.4.5.1.1 – « Activités du Groupe au Royaume Uni – Stratégie ».

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 1er 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 1er 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 qui sera abrogé à compter du 20 décembre 2018. En effet, un décret n° 2018-704 du 3 août 2018 a modifié, à

compter de cette date, l'intitulé des rubriques 2910 (Combustion), 2770 et 2771 (Incinération) ainsi que les seuils d'autorisation et de déclaration lesquels débutent à 1 MW au lieu de 2 MW précédemment. Il adapte le contenu du dossier d'enregistrement pour les installations de combustion. Par ailleurs, cinq nouveaux arrêtés du 3 août 2018 vont fixer, à compter du 20 décembre 2018, les prescriptions applicables aux installations de combustion (classées au titre des rubriques 2781-1, 2910, 2931 et 3110).

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. 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 qui devait être transposée au plus tard le 19 décembre 2017 a été transposée par le décret n° 2018-704 du 3 août 2018 modifiant la nomenclature des installations classées et certaines dispositions du Code de l'environnement. Cette directive établit des règles visant à limiter les émissions atmosphériques de dioxyde de soufre (SO_2), d'oxydes 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. Cinq 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 ont également été adoptés le 3 août 2018.

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 1er 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 1er 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 1er 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. Par ailleurs, la loi n° 2018-1317 du 28 décembre 2018 de finances pour 2019 institue une redevance pour toute concession prorogée en application du troisième alinéa de l'article L. 521-16 du Code de l'énergie (concessions sous le régime des délais glissants), à compter du 1er janvier 2019. Le taux de cette redevance sera déterminé par décret en Conseil d'État en tenant compte des caractéristiques de la concession.

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. L'arrêté du 6 août 2018 fixant des prescriptions techniques relatives à la sécurité des barrages qui s'applique aux ouvrages autorisés comme aux ouvrages concédés édicte des exigences essentielles de sécurité applicables aux barrages. Selon les classes de barrages, l'entrée en vigueur des dispositions pour les barrages existants s'échelonnent entre le 31 décembre 2025 et le 31 décembre 2035.

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 1er 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 1er 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 CO_2 ;
- 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 etc.), 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 2018, la Direction de la Recherche et Développement a actualisé la liste des projets en rupture qu'elle mène pour préparer l'avenir du Groupe. Cinq nouveaux projets en rupture ont été définis, il s'agit de :

- l'électricité pour décarboner l'économie : pour lutter contre le dérèglement climatique et se donner les moyens de la croissance, les économies mondiales doivent impérativement réduire leur empreinte carbone. L'électricité sera un des moteurs clés de cette croissance bas carbone. La R&D investit en conséquence toutes les composantes techniques permettant de répondre à cette ambition ;
- stockage et production décentralisée : les évolutions des performances et prix des solutions de stockage, de système photovoltaïques et d'énergie décentralisée (autoconsommation photovoltaïque, micro-cogénération, etc.) peuvent induire des modifications majeures dans les modèles d'activités des électriciens basés aujourd'hui sur la mise en œuvre d'un équilibre offre-demande, à tout instant et résilient à un incident de réseau. Pour contribuer à l'atteinte des objectifs du plan stockage d'EDF (développer 10 GW de moyens de stockage d'ici 2035 dans le monde), la R&D d'EDF a lancé un ambitieux projet de rupture sur les batteries, l'autoconsommation, la production décentralisée et l'hydrogène très bas carbone ;
- « Smart building & smart cities » : ce projet vise d'une part à ce que le bâtiment de demain contribue aux équilibres énergétiques (réduction des émissions de GES - gaz à effet de serre) et d'autre part à ce que la « *smart city* » soit une ville où l'on peut dormir la fenêtre ouverte (ville où l'on respire bien, sans bruit, sûre et « éco-friendly »). Pour ce faire, EDF R&D va élaborer des méthodes et outils de pilotage et d'optimisation des systèmes multi énergies ;
- le nucléaire de demain : ce projet correspond à la démarche « initiatives usine nucléaire du futur » qui comporte un ensemble de dix-huit briques technologiques mettant à disposition du parc des innovations marquantes en matière de digital (jumeau numérique), de fabrication (fabrication additive), de matériaux (combustibles innovants) et d'optimisation (mix-électrique ENR-nucléaire) ;
- vers une R&D plus agile au service du groupe EDF de demain : ce dernier projet vise à adapter le modèle de R&D, notamment en termes de création de valeur pour les entités du Groupe, aux contextes technologique et concurrentiel du Groupe qui s'accélèrent et s'intensifient.

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 2018, le budget d'EDF R&D s'élève à 510 millions d'euros auquel il faut ajouter la R&D conduite par certaines filiales, ce qui donne un montant global du budget de recherche et développement du Groupe à 711 millions d'euros, incluant la contribution de Framatome. 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 20 % de ce budget a été consacré en 2018 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, le stockage de l'énergie, l'hydrogène décarboné et ses applications pour décarboner l'économie, 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.

À fin 2018, la R&D d'EDF compte 1 900 collaborateurs en France ; 29 nationalités sont représentées. Les cadres représentent 84 % des effectifs, et le taux de féminisation est de 31,6 %. La R&D accueille 117 doctorants et 77 alternants. Près de 160 chercheurs enseignent dans les universités et les grandes écoles. La R&D emploie également 225 salariés dans ses différents centres implantés à l'étranger dont 27 expatriés. Enfin, la R&D d'EDF a embauché à fin octobre 2018, 45 personnes. Elle enregistre un flux de mobilité exportateur vers les autres entités du groupe EDF. Ainsi, à fin octobre 2018, le solde de mobilité s'élève à 55 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 pilote un organisme de formation interne, l'Institut de Transfert de Technologie (ITech) qui a pour vocation de diffuser les savoirs, savoir-faire et les innovations issues de la R&D d'EDF vers le groupe EDF. En 2018, ITECH dispose d'un catalogue, actualisé chaque année, de 114 formations basées sur les compétences de la R&D dont 56 sont ouvertes à des professionnels externes. Ces formations sont également intégrées dans les offres et cursus de professionnalisation des Académies des Métiers (voir section 3.3.1.3 « Le développement des compétences : préparer l'avenir »). L'offre ITech a intégré en 2018 un nouveau programme de formation sur la création de valeur dans les projets innovants.

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 423 et 540 personnes.

Le centre principal de R&D d'EDF, est implanté depuis 2016, à Palaiseau, sur le campus de Paris-Saclay. Ce nouveau site accueille 1 054 personnes, parmi lesquels des chercheurs du Groupe, mais aussi des étudiants en thèse, des stagiaires et des partenaires d'EDF.

Le site de Saclay donne une nouvelle ambition à la R&D d'EDF et place l'innovation et la recherche scientifique et industrielle au cœur des priorités du Groupe.

Le pôle formé de la R&D d'EDF et du nouveau Campus de Formation du groupe EDF, qui a ouvert ses portes en septembre 2016 positionne EDF comme un acteur de premier plan du campus de Paris-Saclay, une situation idéale pour 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 etc.), et ainsi contribuer à assurer la cohérence de l'ensemble du système ainsi que sa sûreté (sécurité, confidentialité etc.) ;
- 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, le BRGM 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) SAS, Institut pour la Transition Energétique (ITE) dédié aux développements de ruptures technologiques sur le 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 Secrétariat général pour l'investissement (SGPI).

Un partenariat avec l'INSTN, l'institut de formation du CEA, a également été conclu pour la mutualisation de formations (3 modules) sur la neutronique. Un second partenariat de ce type et toujours avec l'INSTN est en cours pour mutualiser plusieurs formations sur les matériaux.

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), 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 est désormais de 4 PFlops.

Le Groupe possède par ailleurs des moyens expérimentaux uniques, comme des boucles analytiques spécifiques (chimie-corrosion, rupture, aéroacoustique etc.), 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'entreprenariat ;
- 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*, incubateurs, grands groupes) est mis au service des enjeux du Groupe.

En 2018, 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-up* 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 etc.) 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'événements comme Vivapolis etc.

La R&D contribue également au développement de nouveaux business, notamment au travers de l'entreprenariat et ce en lien avec la Direction EDF Pulse Croissance (voir section 1.4.6.1.3 « EDF Pulse Croissance »).

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, détenues désormais par EDF Pulse Croissance, 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 (hors Framatome récemment intégré). 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 de recherche 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 technologiques (numérisation) ainsi que l'ouverture à la concurrence des marchés changent en profondeur le rapport entre les énergéticiens et leurs clients. Ils permettent à ces derniers d'être acteurs de leur consommation ou de leur production d'énergie, au niveau individuel ou à l'échelle d'un territoire.

Les nouveaux contextes législatifs ou réglementaires européen et français avec le Clean Package, la SNBC et la PPE ainsi que les diverses incitations fiscales pour l'électrification des usages – soutien au développement du véhicule électrique, au remplacement des chaudières fioul par des pompes à chaleur - dessinent également un nouveau paysage énergétique.

Dans ce contexte, les enjeux des commercialisateurs et des filiales de spécialité du groupe EDF sont multiples et les objectifs fixés par CAP 2030 sont ambitieux en matière de services énergétiques :

- l'évolution de la gamme d'offres de prix afin de l'adapter aux conditions d'une concurrence renforcée ;
- 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* (pilotage, 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.

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 accompagné l'intégration de son prototype de pompe à chaleur industrielle à haute température PACO sur un réseau de chaleur en Belgique pour le compte d'EDF Luminus, permettant d'augmenter la part d'EnR du réseau concerné alimenté par une cogénération. 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 ou de fin de nuit.

La « smart factory » : des travaux ont été accélérés autour de la sûreté de fonctionnement des réseaux électriques industriels ainsi que la création d'un projet d'offre en « *software as a service* » destiné aux clients industriels. 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.

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. 2018 aura vu le lancement du « Don d'énergie » en partenariat avec la Fondation Abbé Pierre, permettant à partir de son *smartphone* de faire un don aux foyers en précarité énergétique. La R&D a poursuivi l'élaboration d'une nouvelle offre de services énergétiques associant cette fois la fourniture d'électricité, le pilotage par zone du chauffage électrique par thermostat connecté et l'interface client digitale pour une nouvelle filiale d'EDF.

L'année 2018 a également vu la mise sur le marché de nouvelles interfaces clients, exploitant des techniques liées à l'intelligence artificielle et à la réalité augmentée.

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 Energétique 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 contrat de prestation avec une société de promotion immobilière russe, à Moscou.

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 technologiques 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 ;
- développer les mobilités alternatives (batteries ou H2) pour les transports lourds : bus, camions, trains et transport fluvial/maritime tant du point de vue de la qualification des batteries aux véhicules et à leur usage, que des technologies de charge des véhicules en électricité ou en H2 ;
- concevoir des solutions pour la Mobilité *as a Service* notamment en préparant l'émergence des véhicules autonomes.

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 etc.) 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 d'énergie et du développement des usages de l'électricité, les ruptures potentielles sur l'offre, les choix de mix énergétiques et les conditions de réalisation des scénarios de transitions énergétiques (financement, technologies, infrastructures) dans la perspective de l'atteinte de la neutralité carbone à l'horizon 2050. A ce titre, la R&D a réalisé en 2018 en liaison avec des acteurs de la région sud-Provence Alpes Côtes d'Azur une étude prospective visant à identifier les leviers à mettre en œuvre pour favoriser une région bas carbone, résiliente, à fort développement économique et prix de l'énergie compétitif ;
- *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 du développement de la production renouvelable variable (éolien et PV), du développement de la mobilité électrique et 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 2018, la R&D a poursuivi la pré-industrialisation d'une nouvelle génération de solutions de connectivité, de *management* et d'administration des systèmes de contrôle-commande et de conduite des réseaux et des ressources distribuées. Ces solutions s'appuient sur des normes internationales récentes (CEI) qui permettent une interopérabilité importante entre les équipements. Les premières versions des

logiciels embarqués pour le pilotage des ressources distribuées et les postes électriques seront livrées début 2019 en vue d'être intégrées aux systèmes industriels des entités et filiales du Groupe. Des solutions de haut niveau de cybersécurité sont également développées pour les équipements terminaux et les systèmes centraux d'administration et de pilotage ;

- les travaux de la R&D portent également sur l'impact du développement du courant continu pour l'insertion des énergies renouvelables en termes 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 est notamment engagée dans les projets EU-SysFlex visant à bâtir une feuille de route flexibilité 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 planification end-to-end 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 participe à des démonstrations 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 à différentes mailles géographiques ; elle travaille en partenariat avec les organismes météo pour faire évoluer les référentiels météorologiques pour la gestion des systèmes électriques ;
- 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 accélère le développement de l'ensemble des solutions qui faciliteront l'insertion sur le réseau de la mobilité électrique. Les travaux portent sur l'analyse de l'effet du véhicule électrique au niveau de son point de connexion avec le réseau de distribution : impact du profil de charge sur la puissance appelée, impact sur la qualité de l'onde et sur le plan de protection. Un autre axe de travail porte sur la prévision du développement et de l'organisation des mobilités sur différents horizons de temps et à plusieurs mailles géographiques afin d'estimer l'effet sur le réseau. La R&D développe également les solutions technologiques, matérielles, logicielles et de communication qui apporteront une solution optimale pour l'insertion des bornes de recharge sur le réseau ;
- la R&D apporte son appui pour une partie des tests de validation des matériels de comptage (dont Linky) et contribue aux évolutions technologiques des matériels de réseaux électriques ;
- 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. Des démonstrateurs de *microgrids* ont été implémentés avec succès pour plusieurs cas d'applications : insertion d'énergies renouvelables et de stockage dans des micro-réseaux pour les zones insulaires EDF SEI (Ile de Sein, cirque de Mafate à la Réunion), apports fonctionnels des *microgrids* à un réseau interconnecté pour une amélioration de la résilience ou le soutien de réseau (*Nice Grid*). EDF R&D a par ailleurs mis en service avec succès en octobre 2018 un démonstrateur de *microgrid* à Singapour qui prouve sa capacité à fournir une offre d'électrification dans les régions d'Asie du Sud-Est grâce à des micro-réseaux décarbonés, fiables, réplicables et à coût compétitif par rapport aux énergies fossiles ;
- 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 et de développer les outils d'agrégation des flexibilités locales des Systèmes Energétiques 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.

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 et 2018 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 centralisée, 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 2018, la R&D a par exemple réalisé la deuxième 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 2018 servent à consolider le jumeau numérique de cette enceinte qui permet de 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.

Plus globalement, le groupe EDF (EDF et Framatome) est associé au CEA dans l'Institut Tripartite pour mener des actions de R&D. Dans ce cadre, les 3 Partenaires ont lancé en 2017 la démarche « Initiatives pour l'Usine Nucléaire du Futur » structurée en briques technologiques qui servent à la fois le Parc en exploitation et le Nouveau Nucléaire. Plusieurs briques technologiques visent à acquérir et capitaliser la connaissance des mécanismes de vieillissement des composants ayant un impact sur la durée de fonctionnement des tranches nucléaires du groupe EDF. Cette connaissance est utilisée pour contribuer à la maîtrise des aléas génériques et optimiser les stratégies de maintenance, de rénovation voire de remplacements des matériels et structures importants pour la sûreté et la disponibilité. En ce sens cela contribue aussi à l'amélioration des performances actuelles des tranches.

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 EDF et sa filiale FRAMATOME, le CEA, des Equipementiers, des Entreprises de maintenance et 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 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 101 membres de 25 pays, industriels, entités de recherche, autorités de sûreté etc. 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 en France et à l'international. 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, des objectifs ambitieux ont été définis dans le cadre de CAP 2030 et le groupe EDF a lancé fin 2017 et en 2018 deux plans, l'un sur le solaire, l'autre sur le stockage.

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, industriel et les *start-up*. 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'inerties, batteries à flux, électrolyseurs, piles à combustibles (hydrogène), stockage thermique de chaleur et de froid.

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 Renouvelables 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. En appui aux projet d'éolien *offshore*, EDF R&D a analysé le retour d'expérience de l'installation du parc de Blyth (UK), et est intervenu en appui à la construction d'un banc d'essai dédié avec un partenaire anglais pour tester le jeu de roulements principaux de la turbine Haliade. La R&D prépare également l'avenir en étudiant les technologies d'éolien *offshore* flottant. Ainsi, en appui à maîtrise d'ouvrage sur le projet éolien flottant Provence Grand large : EDF R&D a évalué les performances des flotteurs avec les outils de modélisation développés ;
- d'accroître la compétitivité des projets PV et 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. Dans le domaine du photovoltaïque, EDF R&D a ainsi développé et industrialisé un outil d'évaluation du productible d'une ferme photovoltaïque équipée de panneaux PV bifaciaux ainsi qu'un modèle hybride de dégradation à long terme des modules PV (modélisation physique + big data) ;
- d'aider le groupe EDF à accéder à de nouveaux marchés, notamment pour gagner une première référence dans le solaire thermodynamique, et réussir le déploiement de l'offre d'autoconsommation « Mon soleil et moi » sans injection sur le réseau ; sur ces sujets, EDF R&D a mobilisé son expertise sur le projet de EDF Renouvelables au Maroc afin de réduire les risques techniques et promouvoir le solutions innovantes à base de solutions hybrides CSP+PV+stockage thermique et de réduire les incertitudes sur les estimations d'atténuation du rayonnement solaire. EDF R&D a également développé pour EDF ENRS de nouveaux algorithmes pour maximiser l'autoconsommation PV ;
- 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 Renouvelables, 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 etc.). En 2018, EDF R&D a contribué à la définition des infrastructures de données et a appuyé EDF Renouvelables dans la construction de leur DataLake ;
- 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 couts 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.

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 localisés à Saclay ; Le nouveau bâtiment destiné à accueillir l'IPVF a été terminé à l'automne 2017 et les équipes d'EDF et de l'IPVF y sont maintenant installées (elles étaient auparavant hébergées sur le site d'EDF R&D de Chatou). Cet ensemble immobilier d'environ 8 000 m^2 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 ;
- France Énergies Marines, sur les énergies de la mer et l'éolien en mer (FEM est une association) ;
- 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 ConnexITy, 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'EnergieWende. Dans le domaine de l'hydrogène, le Centre EIFER a accru en 2018 ses compétences en tant qu'un des contributeurs clé des actions de recherche associées au Plan Stockage lancé par le Groupe. L'année 2018 a permis par ailleurs d'approfondir la coopération initiée en 2017 avec le centre de recherche japonais CRIEPI avec EIFER et le centre R&D d'Edison à travers l'organisation de groupes de travail communs tenus au Japon et en Europe. 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. Dans la continuité des contrats signés à Singapour, EIFER a concrétisé un accord commercial en Russie pour le déploiement de la « EDF City Platform » pour une ville nouvelle proche de Moscou.

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 National Nuclear Laboratory (NNI) 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 notamment sur les problématiques environnementales du site. 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 entité de développement dans les énergies renouvelables établie en Chine et le centre a accru sa coopération avec plusieurs partenaires publics et privés chinois dans le domaine du solaire à concentration. Les moyens déployés en Chine dans le domaine du véhicule électrique positionnent le centre comme un atout dans la veille sur les technologies et les modèles d'affaire qui se développent dans ce pays.

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.

En soutien aux objectifs de développement commercial d'Edison, le centre de R&D a 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 servicies 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. Enfin le centre R&D d'Edison a engagé une montée en compétence significative dans le domaine de l'analyse des données.

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 d'EDF Innovation Lab couvrent notamment l'analyse des tendances technologiques et digitales et régulatoires, 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* avec des partenaires de premier plan comme l'Université de Stanford. 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.

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 la dimension innovante de la qualité de vie (bruit, îlots de chaleur, mobilité etc.). L'année 2018 a vu la mise en service en un an du premier démonstrateur *microgrids* à coût compétitif et à énergie renouvelable sur l'île de Semakau au large de Singapour. Ce démonstrateur va permettre d'industrialiser une solution abordable en coût, fiable et respectueuse de l'environnement pour les zones insulaires ou non connectées d'Asie du Sud Est alimentés à ce jour par des groupes diesels. Ce démonstrateur concrétise l'accord signé mi-octobre 2017 avec l'université NTU.

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 2018, le portefeuille d'EDF comprend 615 innovations brevetées et protégées par 1 906 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 2018, EDF a déposé 59 demandes de brevets [(1)] (64 en 2017).

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 2018 compte environ 497 dénominations, protégées par plus de 1 325 titres.

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 4,9 millions de mètres carrés de locaux tertiaires, dont 49 % appartiennent en pleine propriété au Groupe et 51 % sont loués auprès de tiers. En 2018, environ 247 actifs tertiaires ont été cédés, représentant une surface utile d'environ 0,5 millions de mètres carrés. Parmi ces 247 actifs, un portefeuille de 199 sites a été cédé par Sofilo. Par ailleurs, afin d'optimiser le parc immobilier, une démarche de rationalisation des implantations et des surfaces a été mise en œuvre, tout particulièrement en Ile-de-France. Cela conduira, courant 2019, à la résiliation d'un certain nombre de baux à Paris, La Défense et Levallois-Perret et au regroupement des équipes concernées sur le site de Smart Side, à Saint Ouen.

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 2019 - 2033 pour EDF à hauteur de 862 millions d'euros.

1.7.2 PARTICIPATION DES EMPLOYEURS À L'EFFORT DE CONSTRUCTION

EDF est assujetti à l'obligation de participer chaque année à l'effort de construction à hauteur de 0,45 % de sa masse salariale, ce qui représente 18,5 millions d'euros pour l'année 2018 (18,7 millions d'euros en 2017).

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 2018, l'encours résiduel non titrisé des créances « Accession à la propriété » s'élève à 1,7 millions d'euros au bilan d'EDF (2,1 millions d'euros au 31 décembre 2017).

(1) Il est précisé qu'Enedis a déposé quatre demandes de brevet.



2. FACTEURS DE RISQUES ET CADRE DE MAÎTRISE

2.1 RISQUES AUXQUELS LE GROUPE EST EXPOSÉ 112

2.1.1 Risques liés à la régulation des marchés de l'énergie 114

2.1.2 Risques liés au contexte concurrentiel et général 116

2.1.3 Risques liés à la transformation du Groupe 118

2.1.4 Risques liés à la performance opérationnelle du Groupe 119

2.1.5 Risques spécifiques liés aux activités nucléaires du Groupe 122

2.2 LA MAÎTRISE DES RISQUES ET DES ACTIVITÉS DU GROUPE 128

2.2.1 Environnement de contrôle 128

2.2.2 La mise en œuvre des dispositifs de maîtrise des activités et des risques 132

2.3 FACTEURS DE DÉPENDANCE 136

2.3.1 Domaine du cycle du combustible nucléaire 136

2.3.2 Domaine du développement et de la maintenance des centrales 136

2.4 PROCÉDURES JUDICIAIRES ET ARBITRAGES 138

2.4.1 Procédures concernant EDF 138

2.4.2 Procédures concernant les filiales et participations d'EDF 143

2.4.3 Litiges postérieurs à la clôture de l'exercice 2018 145

2.5 ASSURANCES 145

2.5.1 Organisation et politique assurances 145

2.5.2 Recours aux captives et aux mutuelles d'assurance 145

2.5.3 Assurances responsabilité civile (hors responsabilité civile nucléaire) 146

2.5.4 Assurance responsabilité civile des mandataires sociaux 146

2.5.5 Assurance dommages (hors biens nucléaires) 146

2.5.6 Assurance spécifique aux activités d'exploitant d'installations nucléaires 146

2.5.7 Primes 147

Les principaux risques auxquels le Groupe estime être exposé, et en tenant compte de sa spécificité, sont décrits dans la section 2.1 « Risques spécifiques auxquels le Groupe est exposé ».

Les dispositions mises en place par le Groupe pour mettre sous contrôle les activités et les risques auxquels il est exposé sont décrits dans la section 2.2 « La maîtrise des risques et des activités du Groupe ».

Les facteurs de dépendance vis-à-vis de ses clients et fournisseurs sont précisés dans la section 2.3 « Facteurs de dépendance ».

Le Groupe est confronté de manière générale à des risques juridiques dans l'ensemble de ses activités et sur ses différents marchés. Les principales procédures judiciaires, arbitrales et administratives dans lesquelles le Groupe est impliqué sont décrits à la section 2.4 « Procédures judiciaires et arbitrages ».

La section 2.5 « Assurances » 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 et peuvent dépendre des régulations comme du contexte économique ou général. Ces risques s'ajoutent aux risques endogènes inhérents à l'exercice des métiers du Groupe.

Les enjeux associés aux risques auxquels le Groupe est exposé sont multi-critères. Ils peuvent être stratégiques ou opérationnels et peuvent avoir des conséquences financières, notamment sur sa situation financière ou sa valeur patrimoniale.

Le Groupe décrit ci-dessous les principaux risques spécifiques auxquels il estime être exposé. Le principe de spécificité conduit à ne décrire dans cette section que les risques pour lesquels la spécificité du groupe EDF est un facteur-clé. Pour les risques non spécifiques au Groupe, l'absence de description du risque dans cette section n'exclut pas pour autant la prise en compte du risque par le Groupe. Les risques liés aux procédures judiciaires et arbitrages en cours sont décrits à la section 2.4 « Procédures judiciaires et arbitrages ».

Les risques spécifiques sont classés en cinq catégories, décrites respectivement dans les sections 2.1.1 à 2.1.5.

Les deux premières catégories portent sur les facteurs exogènes au Groupe (en bleu dans le graphe ci-dessous).

La section 2.1.1 « Risques liés à la régulation des marchés de l'énergie » décrit les risques liés à la régulation des marchés de l'énergie notamment ceux de l'électricité, avec la 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.

La section 2.1.2 « Risques liés au contexte économique et général », décrit 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 ou générale, et des éléments de politique publique ou de régulation générale dans les différents pays et territoires où s'exercent les activités du Groupe.

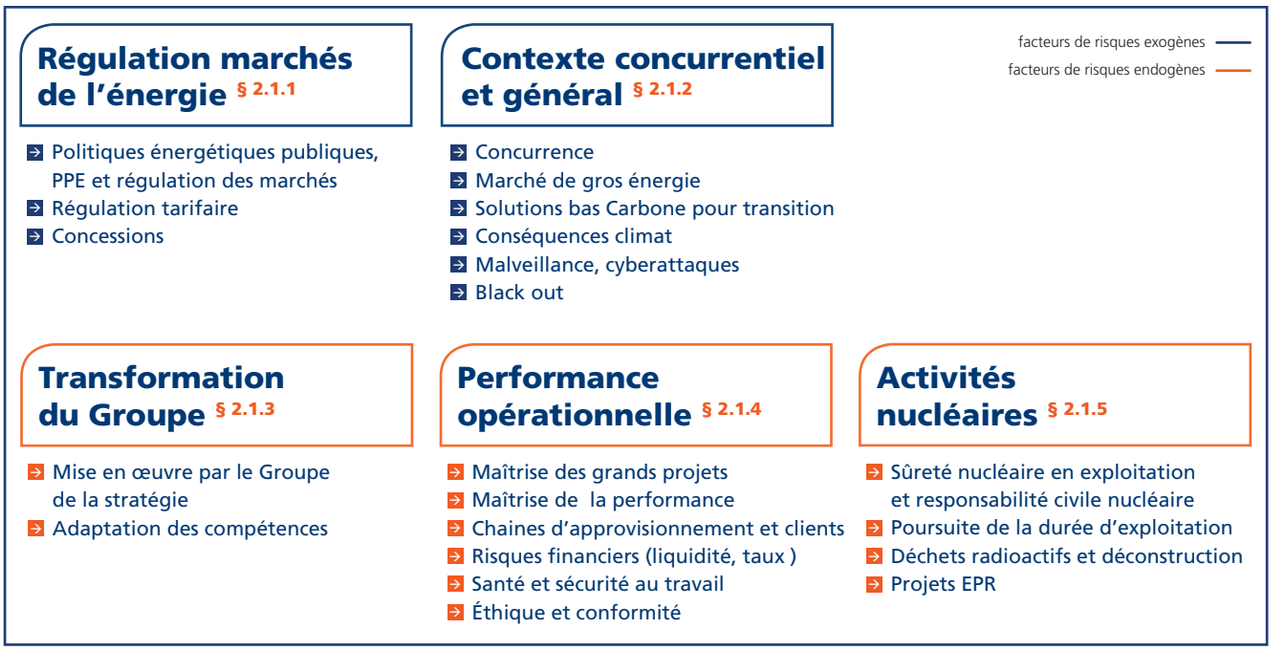
Les trois catégories suivantes portent sur les facteurs endogènes au Groupe (en orange dans le graphe ci-dessous).

La section 2.1.3 « Risques liés à la transformation du Groupe » décrit les risques associés à la mise en œuvre de sa stratégie, 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 avec la conduite du changement associée.

La section 2.1.4 « Risques liés à la performance opérationnelle du Groupe » décrit 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 « Activités nucléaires du Groupe » décrit les 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 capitalistique de très long terme de l'activité nucléaire.

LES RISQUES PRINCIPAUX SPÉCIFIQUES DU GROUPE EDF REGROUPÉS EN CINQ CATÉGORIES



Les risques spécifiques au Groupe sont classés en 5 catégories et décrits en détail dans chacune des sections concernées pour leur catégorie respective. Ils sont numérotés afin de faciliter le lien entre le tableau qui suit et les descriptions détaillées. Les risques ont fait l'objet d'une hiérarchisation selon une approche qualitative tenant compte conjointement de l'impact potentiel pour le Groupe et de la probabilité d'occurrence. Ainsi les risques les plus importants (distingués avec un signe + dans le tableau ci-après) sont identifiés dans chaque catégorie, sans présumer de l'importance relative des risques entre eux, ni de l'importance relative entre catégories.

En règle générale, le périmètre d'exposition est la France, l'Europe et l'international. Lorsque le périmètre d'exposition est plus restrictif, celui-ci est précisé dans le tableau et dans la description du risque.

L'exposition au risque peut varier en fonction 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, du moyen terme à quelques années voire à un très long terme qui peut être de plusieurs dizaines d'années, voire plus en fonction de la nature de l'activité industrielle qui peut être séculaire. Cet horizon de temps est indiqué dans la description du risque lorsqu'il est estimé pertinent de le préciser.

Des estimations en ordre de grandeur des conséquences financières induites par la survenance de certains risques pris isolément sont mentionnées, à titre indicatif, dans le corps de la présente section 2.1 « Risques auxquels le Groupe est exposé ».

Les dispositions mises en place par le Groupe pour mettre sous contrôle les activités et les risques auxquels il est exposé, et pour mettre en œuvre les actions adaptées de maîtrise, de prévention et de mitigation, sont décrits dans la section 2.2 « La maîtrise des risques et des activités du Groupe ». Les dispositions complémentaires à la prise en compte des risques de santé-sécurité au travail sont décrits à la section 3.2.2.1 « Une entreprise de référence en matière de santé-sécurité : la santé et la sécurité de nos salariés et des salariés de nos prestataires, une priorité absolue » et celles relatives aux risques de manquement à l'éthique et à la conformité sont décrits à la section 3.5.1 « éthique et conformité ».

Catégories de risques	Synthèse des Principaux risques spécifiques au Groupe	Importance
Régulation des marchés de l'énergie § 2.1.1	■ 1A - Evolution des politiques énergétiques publiques et de la régulation des marchés dont la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) en France	+
	■ 1B - Évolution du cadre réglementaire et de la régulation tarifaire	+
	■ 1C - Évolution du cadre réglementaire des concessions (domaine hydraulique ou distribution publique) ***	+
	■ 1D - Compensation insuffisante des missions d'intérêt général *	
	■ 1E - Alourdissement de la charge induite par les certificats d'économie d'énergie *	
Contexte concurrentiel et général § 2.1.2	■ 2A - Concurrence accrue sur les marchés de l'énergie	+
	■ 2B - Exposition aux prix des marchés de gros de l'énergie et de capacités	+
	■ 2C - Environnement défavorable aux solutions de transition bas carbone du Groupe	+
	■ 2D- Exposition aux effets physiques du changement climatique	+
	■ 2E - Augmentation des risques d'attaque malveillante, notamment cyber	+
	■ 2F - Risque de *Black out*	+
	■ 2G - Crise de grande ampleur	
	■ 2H - Impact du Brexit	
Transformation du Groupe § 2.1.3	■ 3A – Mise en œuvre par le Groupe de la stratégie conformément aux objectifs définis	+
	■ 3B - Adaptation et développement des compétences en fonction de l'évolution du Groupe, des besoins des métiers et des nouveaux modes de travail	+
	■ 3C - Capacité à assurer les engagements sociaux et financiers de long terme du Groupe (retraites et autres avantages au personnel)	
Performance opérationnelle du Groupe § 2.1.4	■ 4A - Maîtrise des grands projets industriels complexes (y compris nucléaires)	+
	■ 4B - Maîtrise de la performance opérationnelle et financière	+
	■ 4C - Continuité opérationnelle des chaines d'approvisionnement et des relations contractuelles avec clients et fournisseurs	+
	■ 4D - Exposition aux risques financiers (liquidité, taux de change, taux d'intérêt, taux d'actualisation)	+
	■ 4E - Atteinte à la sécurité ou à la santé au travail	+
	■ 4F- Atteinte à l'éthique ou à la conformité	+
	■ 4G - Sécurité industrielle et impact sur le patrimoine environnemental dont la biodiversité	
Activités nucléaires du Groupe § 2.1.5	■ 5A - Sûreté nucléaire en exploitation, exercice de la responsabilité civile nucléaire**	+
	■ 5B - Poursuite de la durée d'exploitation en toute sûreté et en maîtrisant les coûts et les délais** (Grand carénage en France*)	+
	■ 5C - Maîtrise du traitement ultime des déchets radioactifs, de la déconstruction des réacteurs et de la capacité à assurer les engagements associés**	+
	■ 5D - En complément du facteur 4-A, prise en compte de facteurs supplémentaires d'ordre réglementaire, industriel et financier pour les projets EPR	+
	■ 5E - En complément du facteur 4-B, prise en compte de la maîtrise du cycle du combustible**	

Périmètre principal d'exposition, France, Europe et International, avec mentions spécifiques.
* *France.*
** *France et Royaume Uni.*
*** *France et Italie.*

2.1.1 RISQUES LIÉS À LA RÉGULATION DES MARCHÉS DE L'ÉNERGIE

Description 1A : L'évolution des politiques énergétiques publiques et de la régulation des marchés dans les pays où exerce le Groupe, dont la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) en France, est susceptible de conduire à de profondes transformations dans la gouvernance ou le portefeuille d'activités du Groupe. Celles-ci pourraient freiner le Groupe dans son développement par rapport à ses concurrents ou obérer sa capacité à respecter son engagement pour la protection du climat.

Le Gouvernement français a présenté, le 25 janvier 2019, un projet de programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) qui établit la trajectoire des 10 prochaines années en matière de politique de l'énergie, et donc de transition écologique (voir section 1.5.2 « service public en France ») :

- pour mettre pleinement en œuvre les orientations définies par la PPE, le Gouvernement a demandé à la Direction d'EDF de proposer les évolutions du Groupe qui permettent de faire face aux défis auxquels l'entreprise est confrontée dans le nucléaire, les énergies renouvelables, les services énergétiques et les réseaux. Les propositions d'évolution devront impérativement préserver le caractère intégré du Groupe et permettre de dédier les moyens et financements adéquats pour chaque activité ;
- le Gouvernement français a confirmé l'objectif d'une diversification du mix électrique et d'une réduction du nucléaire à 50 % de la production d'électricité en France d'ici à 2035 : Pour réduire le nucléaire à 50 % du mix énergétique, 14 réacteurs pourraient être arrêtés d'ici à 2035 (dont les deux de Fessenheim). Cela représenterait un quart des réacteurs actuellement en activité en France. La version définitive de la programmation pluriannuelle de l'énergie identifiera sur quels sites ces réacteurs devraient fermer ;
- 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 demeurent en cours avec l'État en vue de la signature d'un protocole avec l'État, définissant les principes d'indemnisation et qui pourraient ne pas couvrir l'ensemble du manque à gagner.

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.

Le cadre juridique européen, qui organise la libéralisation du secteur de l'énergie, est relativement récent. Il est susceptible d'évolutions futures (« Paquets Énergie Climat et Énergie Propre ») 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, modifier la réglementation européenne des tarifs régulés ou affecter la rentabilité des unités de production actuelles ou futures ou de tout autre activité du Groupe.

Dans la gouvernance ou la délimitation de son périmètre d'activité qui pourraient lui être imposés, EDF pourrait être affecté par une limitation ou une perte de contrôle de certaines décisions stratégiques et opérationnelles pouvant avoir un impact défavorable sur les perspectives et la rentabilité de ses différentes activités (voir section 1.5 « Environnement législatif et réglementaire »). Parallèlement, EDF pourra continuer, en sa qualité d'actionnaire, à supporter certains risques, aux responsabilités éventuelles vis-à-vis des tiers et aux éléments pouvant affecter la rentabilité des actifs.

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 (voir section 2.4 – Procédures judiciaires et arbitrages).

Dans le domaine des énergies renouvelables, EDF s'appuie principalement sur sa filiale EDF Renouvelables (voir section 1.4.1.5.3 « EDF Renouvelables »), 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.

Enfin, l'évolution du contexte législatif et réglementaire dans le domaine énergétique dans les différents pays où le Groupe exerce son activité peut constituer un frein dans la capacité du Groupe à atteindre son objectif n° 1 de responsabilité d'entreprise, « s'engager en faveur du climat ». (voir section 3.2.1.1 « L'ambition du groupe EDF (ORE n° 1) »).

Description 1B : Une partie importante des revenus du Groupe provient d'activités soumises à des tarifs réglementés d'achat ou de vente, tarifs pour lesquels l'évolution de la régulation tarifaire pourrait avoir un impact sur les résultats du Groupe. L'évolution de la régulation des émissions de gaz carbonique et incluant les prix des quotas d'émissions de CO_2 est susceptible d'affecter la rentabilité du Groupe et ses objectifs en matière de solutions énergétiques bas carbone pour la protection du climat.

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, Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité (TURPE)). 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 1.5 « Environnement législatif et réglementaire »).

Dans ce contexte, les risques sont les suivants :

- risque de limitation, voire de blocage des hausses de tarifs, à qualité de service équivalente ;
- risque de remise en cause des arrêtés tarifaires par les parties prenantes ;
- nombreuses options en faveur des fournisseurs alternatifs qui 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 2.2.2.2.1 « Contrôle des risques marchés énergies »).

Plus généralement, 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 service, de transport et de distribution.

Il existe un risque, potentiellement induit par une régulation inadaptée, que les prix de CO_2 demeurent bas et ne permettent pas un développement suffisant des solutions énergétiques bas carbone, au détriment à la fois d'une transition efficace en faveur de la lutte contre l'effet de serre planétaire et de la prise en compte du changement climatique par le Groupe. Ceci peut constituer un risque de perte d'opportunité pour la valorisation des solutions énergétiques bas carbone du Groupe et remettre en cause la capacité du Groupe à atteindre l'objectif de responsabilité d'entreprise n° 1, « s'engager en faveur du climat » (voir section 3.2.1.1 « L'ambition du groupe EDF (ORE n° 1) »).

Description 1C : 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. L'évolution du cadre réglementaire, la variation des cahiers des charges des concessions et des conditions de mises en œuvre pourraient avoir un impact sur les résultats du Groupe.

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, conclus généralement pour une durée comprise entre 20 et 30 ans, 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.

En France, 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 »). 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 pas non plus garantir que l'indemnisation qui devrait lui être versée notamment 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.

Description 1D : EDF a en charge 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.

En France, 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 » et la section 1.5.3.2 « Législation française : Code de l'énergie – la Compensation des Charges de Service Public de l'Énergie (CSPE) »). Le montant prévisionnel des charges de service public de l'énergie à compenser en France en 2019 pour EDF s'élève à 7 206,1 millions d'euros, (délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 12 juillet 2018 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2019).

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.

Plus largement, EDF ne peut pas 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 pas 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. De telles situations pourraient également être de nature à remettre en cause la capacité du Groupe à atteindre son objectif de responsabilité d'entreprise n° 3 dans l'engagement en faveur des populations fragiles (voir section 3.2.3.1 « L'engagement d'EDF : 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 (ORE n° 3) »).

Description 1E : 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 a fixé 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 »).

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. De telles situations seraient par ailleurs de nature à remettre en cause l'objectif de responsabilité d'entreprise n° 1 dans son engagement en faveur du climat et l'objectif de responsabilité d'entreprise n° 4 dans l'engagement que chaque client consomme mieux (ORE 1 et ORE 4 voir section 3.2.1.1 « L'ambition du groupe EDF (ORE n° 1) » et section 3.2.4.1 « Innover pour que chaque client puisse consommer mieux (ORE n° 4) »).

2.1.2 RISQUES LIÉS AU CONTEXTE CONCURRENTIEL ET GÉNÉRAL

Description 2A : 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 1er 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 »). 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 et le résultat du Groupe en France. EDF doit en conséquence adapter ses dépenses de commercialisation ; une adaptation insuffisante pourrait avoir un impact négatif sur sa profitabilité.

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 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 notamment suite au développement de nouveaux usages de l'électricité bas carbone et des 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 ou sa situation financière.

Description 2B : 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 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 en France.

Des niveaux de prix bas de l'électricité font peser de fortes incertitudes sur le chiffre d'affaires, la marge escomptée et le résultat et peuvent également affecter, s'ils se prolongent, la rentabilité des unités de production du Groupe et plus largement la valeur des actifs, principalement en Europe, et les conditions de leur entretien voire de leur renouvellement.

Différents facteurs agissent sur ces niveaux de prix des marchés de gros de l'énergie : 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.

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 2018).

Par ailleurs, le contexte des prix des marchés de gros de l'énergie en Europe peut impacter la rentabilité de certains outils de production, notamment ceux potentiellement utiles à la sécurité d'alimentation 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. Par ailleurs, l'arrêt rendu par la Cour de Justice de l'Union européenne le 15 novembre 2018 suspendant le marché de capacité en place en Grande Bretagne fait peser un risque sur sa pérennité et sur les revenus associés pour EDF Energy. L'exposition du Groupe à ces différents marchés de capacités en évolution peut affecter sa situation financière.

Description 2C : L'environnement sociétal, technologique et économique pourrait ne pas être favorable aux solutions bas carbone portées par le Groupe pour la transition face aux défis du changement climatique.

Le Groupe a pris l'engagement de réduire fortement ses émissions directes de gaz carbonique rejeté dans l'atmosphère, avec un objectif de 30 millions de tonnes en 2030 au lieu de 51 millions de tonnes en 2017. L'atteinte de cet objectif, qui contribue directement à l'objectif n° 1 de responsabilité d'entreprise dans l'engagement en faveur du climat (voir ORE 1 section 3), est notamment conditionnée par la poursuite de l'acceptation sociétale de l'énergie nucléaire, la réussite de la fermeture ou d'adaptation de centrales au combustible fossile et par le développement accéléré de moyens de production renouvelables en complément de la production nucléaire et hydraulique. Le Groupe s'est en particulier mobilisé dans le développement de l'énergie solaire en France, dans le stockage électrique et dans la mobilité électrique bas carbone, ce qui permettra de valoriser et de promouvoir les solutions énergétiques bas carbone du Groupe notamment pour le secteur du transport aujourd'hui encore très fortement émetteur de gaz carbonique en France et en Europe.

Le contexte externe, sociétal, concurrentiel, social, économique, ou industriel, pourrait constituer un frein à ces évolutions. Les nouvelles solutions énergétiques bas carbone peuvent induire de nouvelles interrogations sociétales (nouvelles technologies intrusives, emprises foncières, nouveaux conflits d'usage dans l'utilisation de ressources rares, etc.). L'énergie nucléaire pourrait ne pas être reconnue au niveau sociétal comme déterminante pour permettre la transition bas carbone.

Le Groupe peut rencontrer des difficultés dans la réalisation de ces transformations et ne pas atteindre les objectifs visés. Il pourrait également être amené à faire face à l'émergence de nouvelles technologies ou solutions disruptives en réponse à la nécessité de la transition.

Ces situations sont de nature à affecter directement ou indirectement les volumes d'affaires, les marges du Groupe, la valeur de ses actifs, sa situation financière, sa réputation ou ses perspectives, et l'atteinte du premier objectif de responsabilité d'entreprise et du respect de son engagement en faveur du climat (voir section 3.2.1.1 « L'ambition du groupe EDF ORE n° 1 »).

L'horizon de temps de ce facteur de risque est à court/moyen terme.

Description 2D : Le Groupe est exposé aux effets physiques du changement climatique qui pourraient avoir des conséquences sur ses propres installations industrielles et tertiaires et plus globalement sur la situation financière du Groupe.

Les installations industrielles et tertiaires du Groupe peuvent ne pas être dimensionnées pour faire face à des événements climatiques extrêmes induits par le changement climatique dans la perspective de leur durée prévisionnelle d'exploitation, malgré notamment les réexamens périodiques réalisés sur les installations nucléaires et hydrauliques. Les activités industrielles, logistiques, tertiaires du groupe EDF sont susceptibles d'être affectées significativement par les éventuels effets physiques du changement climatique. Ces effets peuvent être difficilement prévisibles et pourraient avoir des conséquences défavorables sur la continuation de l'activité du Groupe, ses résultats opérationnels, ses flux de trésorerie et plus globalement ses performances opérationnelles. Des évolutions législatives ou réglementaires nouvelles induites par le changement climatique pourraient également avoir un impact négatif sur l'activité d'EDF.

De telles situations pourraient être de nature à remettre en cause l'engagement du Groupe dans sa capacité à répondre aux défis du changement climatique exprimés dans sa Politique de développement durable et avoir des conséquences sur sa situation financière et sa réputation.

L'horizon de temps de ce facteur de risques est à moyen/long terme.

Description 2E : Le Groupe est exposé à une augmentation des risques d'agressions malveillantes, notamment sur son système d'information.

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. 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 lois et réglementations 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.

Le Groupe exploite des systèmes d'information multiples, interconnectés et très complexes (bases de données, serveurs, réseaux, applications, etc.) qui sont indispensables à la conduite de son activité commerciale et industrielle, à la préservation de son patrimoine humain, industriel et commercial, à la protection des données personnelles (clients comme salariés), à la maîtrise de ses process industriels notamment hydrauliques et nucléaires, et qui doivent s'adapter à un contexte en forte évolution (transition numérique, développement du télétravail, nouveaux modes de travail partagé en entreprise étendue avec les fournisseurs, évolution de la réglementation etc.).

La fréquence et la sophistication des incidents de piratage des systèmes d'information ou de corruption des données sont au niveau mondial en augmentation.

L'impact d'une agression malveillante peut être négatif sur l'activité opérationnelle, sur la situation financière, juridique, patrimoniale ou la réputation du Groupe.

Description 2F : Des coupures de courant répétées dans l'alimentation des clients ou un *black out*, un incident réseau électrique généralisé, sur un territoire desservi par le Groupe pourraient avoir, en particulier si elles étaient en partie imputables au Groupe, des conséquences sur les activités, la situation financière et la réputation du Groupe.

Le Groupe pourrait être confronté à des coupures de courant répétées, voire à un *black-out*, un incident réseau généralisé, d'ampleur significative, ou s'y trouver impliqué, même si l'événement les ayant causées se produisait sur un réseau non exploité par EDF ou était imputable à un autre acteur.

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, retards dans les investissements et adaptations nécessaires dans les réseaux pour accompagner les besoins induits par la transition énergétique et écologique, difficulté à coordonner les acteurs notamment dans un marché dont la régulation serait insuffisante ou en évolution.

De telles ruptures d'alimentation pourraient avoir 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 pourraient avoir un impact négatif sur la situation financière ou la réputation du Groupe auprès de ses clients et l'ensemble de ses parties prenantes en particulier si cette rupture d'alimentation s'avérait lui être en partie imputable.

Description 2G : Tout événement important ou crise dont l'ampleur est difficilement prévisible, concernant le Groupe ou à l'extérieur du Groupe pourraient avoir un impact négatif significatif sur la situation financière du Groupe.

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, accident industriel majeur dans le monde, etc.) pourraient affecter les activités du Groupe. Le retour d'expérience national et international de chacun des événements de ce type, peut conduire à des dispositions pour renforcer la robustesse des installations du Groupe, notamment industrielles et d'en limiter les impacts et les conséquences en cas d'événements de grande ampleur.

En cas d'événement exceptionnel, les mesures prises peuvent être coûteuses au-delà des coûts de réparation des dégâts causés par la catastrophe et du manque à gagner correspondant à l'interruption de la fourniture et des services fournis par le Groupe.

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 observées ces dernières années sur les marchés de transfert alternatif de risques.

Dans l'hypothèse d'une épidémie sanitaire de grande ampleur, en fonction de l'intensité de la crise, la continuité de la fourniture d'électricité, et la sécurité des installations pourraient ne plus être pleinement assurée.

Malgré la mise en place d'une organisation de crise prenant en compte l'implantation territoriale du Groupe et l'importance de la nature de l'activité électrique du Groupe dans l'économie, le Groupe ne peut pas garantir que la survenance d'une catastrophe naturelle, ou de tout autre événement dont l'ampleur est par nature difficilement prévisible n'aura pas de conséquences négatives significatives sur son activité, ses actifs, sa situation financière et sa réputation.

Description 2H : La sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne est susceptible 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. De nombreuses politiques au Royaume-Uni sont susceptibles d'évoluer (monétaire, fiscale, économique, énergétique etc.). 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. Par ailleurs, le retrait du Royaume-Uni de l'Union européenne pourra 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.

La 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 1er 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 1er janvier 1973, en même temps que l'adhésion à la Communauté Économique Européenne. Des accords spécifiques ont été négociés 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, et l'exploitation du parc nucléaire existant plus généralement.

L'impact de l'ensemble de ces évolutions sur l'activité du Groupe au Royaume-Uni demeure limité à court terme, voir section 1.4.5.1.1 « Stratégie ». 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 éventuelles nouvelles législations, réglementations, charges fiscales ou douanières, tant pour les échanges de services et produits, que pour les mouvements de personnes, les nouvelles adaptations des acteurs économiques, peuvent conduire à de nouveaux risques pour le Groupe sur le marché du Royaume-Uni.

Ce nouveau contexte peut conduire à modifier les conditions de rentabilité des projets (voir notamment section 1.4.5.1.2.4 « Division Nouveau Nucléaire ») et à réinterroger voire éloigner des investisseurs associés aux futurs projets du Groupe au Royaume-Uni ou en Europe. Les variations de taux de change et de droits de douane peuvent notamment impacter le projet Hinkley Point C (HPC), (voir section 2.1.5 description du facteur 5D ci-dessous).

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 situation financière et les résultats opérationnels du Groupe, notamment au Royaume-Uni.

2.1.3 RISQUES LIÉS À LA TRANSFORMATION DU GROUPE

Description 3A : La stratégie de développement du Groupe, l'évolution du périmètre d'activités et les synergies au sein du Groupe intégré pourraient ne pas être mise en œuvre conformément aux objectifs définis par le Groupe, au service des clients, des parties prenantes du Groupe, et de la protection du climat.

Le Groupe, en ligne avec l'objectif n° 1 de responsabilité d'entreprise pour protéger le climat, (voir section 3.2.1.1 « L'ambition du groupe EDF (ORE n° 1) »), et l'objectif n° 4, (voir section 3.2.4.1 « Innover pour que chaque client consomme mieux (ORE n° 4) ») 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. Cette stratégie combine 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 ». Une faible synergie dans le déploiement du modèle intégré du Groupe notamment amont/aval ou à travers la valorisation de la complémentarité des métiers et de la diversité des solutions déployées par le Groupe, (voir section 1.4 « Description des activités du Groupe »), pourrait conduire à une augmentation des risques liés aux aléas physiques et de marché, et à une perte de marge brute, au détriment des clients, des filiales et de la performance du Groupe. La non valeur ajoutée de la diversification géographique, ou de la diversification et complémentarité des solutions industrielles bas carbone proposées par le Groupe, ou la diminution des synergies transverses déployées au sein du Groupe intégré pourraient notamment conduire à diminuer la capacité du Groupe à faire face à la saisonnalisation de l'activité de production et de vente d'électricité, à la diversité des attentes locales et de proximité de ses clients et de ses parties prenantes, et à l'efficience et donc la compétitivité des solutions industrielles bas carbone mobilisées pour y répondre.

Afin de se donner les moyens de sa stratégie, le Groupe met en place des programmes de développement, d'adaptation, de réorganisation, des plans de performance (voir facteur de risque 4B ci-dessous intitulé « Le Groupe est exposé au risque de non maîtrise de la performance opérationnelle et de son amélioration continue »). 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 ou des acquisitions.

Tourné prioritairement vers ses clients et ses parties prenantes, le Groupe entend se développer et consolider son offre de solutions intégrées de services, notamment les services d'efficacité énergétique, son offre de solutions de production d'électricité bas carbone et décentralisées, son offre de solutions de stockage diffus, dans une logique de développement durable et dans la proximité avec les clients et les territoires.

Le Plan Solaire, le Plan Stockage électrique et le Plan Mobilité électrique constituent trois leviers majeurs pour développer et élargir l'éventail des solutions énergétiques bas carbone proposées par le Groupe en complément des solutions industrielles déjà largement existantes au sein du Groupe notamment éoliennes, hydrauliques et nucléaires.

Même en cas de dispositifs contractuels protecteurs, le Groupe ne peut pas garantir que ces différents projets portant sur son offre comme sur les diverses solutions industrielles bas carbone déployées pour y répondre pourront être mis en œuvre selon les calendriers prévus et dans des conditions économiques, financières, réglementaires, partenariales ou juridiques satisfaisantes ou qu'ils assureront dans la durée la réponse aux besoins exprimés par nos clients et parties prenantes et la

rentabilité escomptée au départ, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur la situation financière du Groupe, sur son engagement dans la lutte en faveur du climat, et sur sa réputation.

Description 3B : L'adaptation et le développement des compétences pourraient être insuffisantes au regard de la transformation du Groupe, des besoins des métiers et des nouvelles donnes en matière d'organisation et de modes de travail.

Le développement humain constitue l'objectif n° 2 de responsabilité d'entreprise (voir section 3.2.2 « S'engager en faveur du développement humain »). Dans un environnement en pleine évolution, un contexte de transition énergétique et numérique, avec un périmètre d'activité du Groupe qui évolue, de nombreux métiers nouveaux se développent, de nouveaux modes de travail se mettent en œuvre (entreprise étendue, fonctionnement en plateau projet, télétravail etc.), et les métiers historiques sont eux-mêmes en très forte évolution tout en demeurant à un très haut niveau de technicité avec une très haute exigence qui demeure de culture de sûreté et de sécurité, pour l'hydraulique et le nucléaire notamment comme pour les réseaux d'électricité. La dimension humaine et socio organisationnelle est un élément clé de la performance du Groupe. L'anticipation des nouveaux besoins et des nouvelles exigences liés aux nouveaux métiers, la nécessaire adaptation fonctionnelle et géographique associée à l'accompagnement de l'évolution du périmètre d'activité, induisent une adaptation et un développement continu des compétences et des organisations. (voir section 3.4.1 « L'excellence professionnelle, emploi et développement des compétences » et section 3.4.2 « Réunir les conditions de bien être : organisation et qualité de vie au travail »). Les temps d'obtention des qualifications ou habilitations peuvent nécessiter plusieurs années et des recouvrements suffisants pour la transmission des connaissances et de l'expérience. La rapidité de l'évolution de la technologie et donc des métiers exige une souplesse et une capacité d'adaptation renforcée au niveau des personnes comme au niveau des organisations et des méthodes de travail, d'acquisition et de transmission des compétences individuelles comme collectives.

Le groupe EDF considère l'adéquation dynamique dans le temps des compétences aux besoins comme un enjeu majeur et met donc en œuvre les dispositions adéquates dans l'accompagnement du changement. Toutefois, il ne peut garantir que les mesures prises seront toujours suffisantes, en temps utile, à des conditions satisfaisantes, ce qui pourrait avoir un impact sur son activité, sa situation financière et sa réputation en tant qu'employeur.

Description 3C : 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 2018). 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. La réforme en cours des retraites en France peut avoir un impact sur les engagements du Groupe.

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 2018 qu'une couverture partielle de ces engagements, qui, pour le Groupe, représentent toutefois des échéances relativement lissées dans le temps. Au 31 décembre 2018, la duration moyenne des engagements pour avantage du personnel s'établit à 18,8 ans en France et 19,5 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 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 À LA PERFORMANCE OPÉRATIONNELLE DU GROUPE

Description 4A : Le Groupe est exposé à des risques liés à la maîtrise de projets de très grande ampleur, nucléaires et autres.

Dans le cadre de son activité, le Groupe est amené à réaliser, en tant que maître d'ouvrage ou maître d'œuvre, des projets qui présentent une complexité inhérente, qui requièrent des investissements importants et de longues procédures d'insctruction et d'autorisations réglementaires. Un très grand nombre de parties prenantes peuvent être impliquées. Les projets peuvent nécessiter d'être associés à des projets de développement territoriaux ou faire l'objet de difficultés d'acceptation locale. La maîtrise de ces projets s'inscrit dans l'objectif n° 5 de responsabilité d'entreprise d'organiser, partout dans le monde, une démarche de dialogue et de concertation autour des projets (voir section 3.2.5.1 « l'engagement d'EDF d'organiser partout dans le monde une démarche de dialogue et de concertation autour de nos projets » (ORE n° 5)).

De tels projets peuvent concerner notamment des ouvrages en mer pour les énergies nouvelles (éolien *off shore* en France), la pose de nouveaux compteurs sur l'ensemble d'un réseau de distribution concernant des dizaines de millions de clients, en France ou au Royaume Uni, la réalisation de projets hydrauliques à l'international, ou la réalisation d'investissements nucléaires de grande ampleur dans le temps sur des dizaines d'années, (Grand carénage, projets EPR et projets de déconstruction notamment). Des difficultés techniques, administratives, de financement, ou des problèmes d'acceptabilité sont susceptibles de remettre en cause les échéanciers, les coûts associés, ou la rentabilité des projets.

Les enjeux et risques complémentaires et spécifiques de l'activité nucléaire, associés aux projets nucléaires, sont précisés dans la section 2.1.5 « Risques spécifiques liés aux activités nucléaires du Groupe ».

Plus généralement, la réalisation de ces projets peut être soumise à de nombreux aléas techniques, industriels, opérationnels, économiques, réglementaires ou environnementaux susceptibles de la retarder ou de l'empêcher. De telles situations pourraient induire un impact négatif sur les activités, le résultat, la valeur de ses actifs, la situation financière, la réputation et les perspectives du Groupe.

Description 4B : Le Groupe est exposé au risque de non maîtrise de la performance opérationnelle et de son amélioration continue.

Le Groupe met en œuvre des programmes visant à améliorer de façon continue 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.

L'énergie, et l'électricité en particulier, est une activité très directement liée à l'activité économique en général, ce qui impose de la réactivité et de la souplesse dans la performance opérationnelle notamment pour faire face avec efficacité aux évolutions de la conjoncture économique et aux nouveaux besoins des clients et parties prenantes.

La performance opérationnelle et financière du Groupe conditionne directement l'atteinte de l'objectif de responsabilité d'entreprise n°4, s'engager et innover pour que chaque client consomme mieux. (voir section 3.2.4.1 « Innover pour que chaque client puisse consommer mieux (ORE n°4) »). Elle permet l'atteinte des objectifs de performance dans le développement durable tels qu'ils sont exprimés dans la politique de développement durable du Groupe et contribue également à l'atteinte d'autres Objectifs de Responsabilité d'Entreprise, n°1, pour s'engager en faveur du climat, (voir section 3.2.1.1 « L'ambition du goupe EDF (ORE n°1) »), n°3, pour s'engager en faveur des populations fragiles, (voir section 3.2.3.1 « L'engagement d'EDF : 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 (ORE n°3) ») et n°6, pour s'engager en faveur de la biodiversité (voir section 3.2.6.1 « L'engagement d'EDF : lancer une approche positive de la biodiversité, ne pas se limiter à terme à la connaissance mais avoir un impact positif sur la biodiversité (ORE n°6) »).

L'atteinte de résultats opérationnels conditionne la capacité de transformation du Groupe.

Le Groupe ne peut cependant pas 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

conjointement aux évolutions réglementaires et économiques, et aux engagements du Groupe.

La non atteinte des résultats opérationnels attendus, et la non obtention des objectifs visés d'amélioration de la performance opérationnelle peuvent conduire à dégrader directement la situation financière du Groupe, sa réputation, et sa propre capacité de transformation.

Description 4C : Le Groupe est exposé à la continuité opérationnelle des chaines d'approvisionnement et des relations contractuelles avec clients et fournisseurs ainsi qu'aux variations de prix et de disponibilité des matières, des matériels ou des prestations qu'il achète dans le cadre de l'exercice de ses métiers.

Les besoins du Groupe peuvent s'exercer sur des marchés à surface réduite ou à tensions croissantes, de part notamment la structure et l'évolution de l'offre industrielle ou la montée de la concurrence de nouveaux usages (concurrence qui augmente notamment entre les besoins croissants des systèmes d'information et les besoins des acteurs de l'énergie). La transition en faveur du climat peut introduire de nouvelles tensions dans les chaines d'approvisionnement. L'effet du changement climatique pourrait induire des conséquences dans les chaines d'approvisionnement. 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 structurantes dans la constitution des prix de l'électricité et des services énergétiques. Certaines matières, certains matériels ou certaines prestations pourraient faire par ailleurs l'objet d'une demande accrue au regard de l'offre industrielle disponible, ce qui pourrait avoir un impact sur leur coût et leur disponibilité et sur les capacités d'approvisionnement du Groupe en coûts, volume, et flexibilité contractuelle.

Le Groupe dépend actuellement d'un nombre limité d'acteurs industriels 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. C'est le cas en particulier pour Orano, Westinghouse, GE et Alstom (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.

La rareté de matières premières peut être rendue critique pour le Groupe en raison de limitations d'ordre géologique, géopolitique, industriel ou réglementaire. La maîtrise des conditions d'extraction, de transformation ou de conditionnement des matières premières ou semi ouvrées pour les besoins du Groupe, peut faire l'objet de dispositions appelant à une forte exigence réglementaire, à une vigilance renforcée, ou à la recherche de solutions alternatives avec des actions de R&D ou de développement de nouvelles solutions industrielles.

La maîtrise de ces activités peut contribuer directement à celle de la situation financière et, à travers ses relations avec ses fournisseurs, à l'atteinte de l'objectif n° 2 de responsabilité d'entreprise en faveur du développement humain (voir section 3.2.2 « s'engager en faveur du développement humain. L'Objectif de Responsabilité d'Entreprise n° 2 : intégrer les meilleures pratiques des groupes industriels en matière de développement humain : santé/sécurité, égalité hommes/femmes et promotion sociale interne », et section 3.3.3.4 « achats responsables »).

Description 4D : 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. Pour faire face aux besoins de liquidité, le recours à des émissions hybrides pourrait induire une modification des états financiers du Groupe, notamment en cas d'évolution des normes comptables ;
- le risque de contrepartie : 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), Le risque 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. Le Groupe étant impliqué dans des contrats longs, une variation défavorable des devises pourrait avoir des conséquences sur la rentabilité des projets. 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 ;
- 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 ») ;
- 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 du Groupe », 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 d'intérêt serait de l'ordre de + 290 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 22 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 2018) 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 2018), 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 % ;
- 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 1.3.2.2 et note 29.1.5.1 des comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018 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 équivalent 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.

Description 4E : Le Groupe est exposé aux risques relatifs à la santé et à la sécurité au travail.

Le patrimoine humain et les compétences qui y sont associées, constituent un enjeu de premier ordre pour le Groupe comme pour ses prestataires. Dans un contexte industriel très divers, le respect des règles et la prise en compte des différents risques susceptibles de porter atteinte aux personnes intervenantes dans les installations industrielles du Groupe sont fondamentaux pour préserver la sécurité et la santé au travail.

Le 29 mai 2018, le Président Directeur Général d'EDF a signé au siège de l'Organisation Internationale du travail à Genève, avec les Secrétaires généraux de deux fédérations syndicales mondiales, *IndustriAll Global Union et Rosasa Pavanelli* pour l'Internationale des Services Publics (ISp), un accord mondial d'employeur responsable, couvrant les droits humains et sociaux. Cet accord concerne l'ensemble des activités industrielles et tertiaires d'EDF dans 24 pays, en conformité avec les conventions internationales du travail. Il vise à garantir le développement d'un socle social commun aux 160 000 salariés du Groupe et à consolider le dialogue social. Cet accord promeut les droits humains, la diversité, la santé-sécurité, le développement des compétences et la protection sociale des salariés et sous-traitants partout où le Groupe est implanté. Cet engagement s'inscrit dans l'Objectif numéro 2 de Responsabilité d'Entreprise (section 3.2.2 « S'engager en faveur du développement humain. L'Objectif de Responsabilité d'Entreprise n° 2 : intégrer les meilleurs pratiques des groupes industriels en matière de développement humain : santé/sécurité, promotion hommes/femmes et promotion sociale interne »).

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.

Description 4F : La mise en œuvre de pratiques prohibées et contraires 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. 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.

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 les 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.

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.

(1) Estimation donnée à titre indicatif. L'exhaustivité des effets économiques d'une hausse des taux pour le Groupe n'est pas présentée ici.

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.

Description 4G : Le Groupe exploite des installations pour lesquelles des accidents pourraient, en cas de défaillance de la sécurité industrielle, avoir des conséquences graves sur l'environnement humain ou naturel, notamment en matière de biodiversité et de capital environnemental

Le Groupe exploite ou a exploité, des installations qui, dans le cadre de leur fonctionnement courant, peuvent, pourront être ou aussi 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.

Toutes les installations et projets du Groupe sont concernés par les questions de biodiversité, notamment en France où EDF est un propriétaire foncier et un gestionnaire de ressources naturelles de première importance. Le Groupe s'engage en faveur de la biodiversité à travers son objectif de responsabilité d'entreprise n° 6 (voir section 3.2.6.1 « l'engagement d'EDF : lancer une approche positive de la biodiversité, ne pas se limiter à terme à la connaissance mais avoir un impact positif sur la biodiversité (ORE n°6) »).

Les mesures prises pour la sécurité industrielle et la maîtrise de ces risques peuvent ne pas s'avérer pleinement efficaces, ce qui pourrait avoir des conséquences sur les personnes, les biens et la continuité de l'exploitation. Des mesures conservatoires pourraient être prises sur des installations similaires. La responsabilité du Groupe pourrait être engagée.

Les couvertures au titre des assurances responsabilité civile et dommages souscrites par le Groupe pourraient s'avérer insuffisantes, et le Groupe ne peut pas 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.

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 ».

L'impact d'une défaillance de la sécurité industrielle peut être négatif sur l'activité opérationnelle, sur la situation financière, juridique, patrimoniale ou la réputation du Groupe, et remettre en cause la capacité du Groupe à atteindre l'Objectif de Responsabilité d'Entreprise n° 6 sur la biodiversité.

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 453 réacteurs en exploitation dans le monde) [1]. Avec 58 réacteurs en exploitation en France, l'électricité nucléaire constituait 47,8 % de la puissance électrique installée à fin 2018, et a assuré durant cette année 71,6 % de la production totale d'électricité en France [2]. EDF exploite 15 réacteurs nucléaires au Royaume-Uni en y assurant 19,3 % de la production d'électricité en 2017 [3].

Le Groupe possède des installations nucléaires de base dans le cycle du combustible et réalise des activités d'études, de fabrication d'équipements et de fourniture de services auprès d'autres exploitants nucléaires depuis l'intégration en 2018 de la filiale New NP devenue Framatome dans le périmètre du Groupe.

Le Groupe possède par ailleurs des participations minoritaires dans des réacteurs nucléaires en exploitation en Chine, aux États-Unis, 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, notamment en Inde et aux Emirats Arabes Unis, pays au sein desquels des exploitants nucléaires ont signé des accords avec le Groupe en 2018.

La part du nucléaire, énergie bas carbone et composante du mix électrique du Groupe représente ainsi un atout industriel important pour la compétitivité et le développement du Groupe.

Compte tenu du faible impact en matière d'émission de gaz carbonique fossile de la filière nucléaire sur l'ensemble du cycle de vie industrielle, la performance et la maîtrise des activités nucléaires contribuent directement à l'atteinte des Objectifs de Responsabilité d'Entreprise, pour s'engager en faveur du Climat (*cf.* ORE n° 1), s'engager en faveur du développement humain (*cf.* ORE n° 2), s'engager en faveur des populations fragiles (*cf.* ORE n° 3), notamment en matière de lutte contre la précarité énergétique et d'accès à l'énergie, propre, bas carbone et compétitive, y compris pour les plus démunis, s'engager pour que chaque client consomme mieux (*cf.* ORE n° 4), dialoguer et concerter (*cf.* ORE n° 5), et s'engager en faveur de la biodiversité (*cf.* ORE n° 6). (voir section 3.2 « les Objectifs de Responsabilité d'Entreprise d'EDF »). La maîtrise et la performance des activités nucléaires sont au cœur de la politique de développement durable d'EDF.

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 ; la non prise en compte de la nécessaire priorité n° 1 dédiée à la sûreté nucléaire pourrait avoir un impact important voire vital pour le Groupe ;
- 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 sur des considérations de sécurité contre les actes de malveillance. 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 ou de non-respect des engagements pris 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 en France) et le renforcement des contrôles peuvent accroître les coûts de remise en conformité et les risques pour EDF ;
- 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, qui peuvent se réaliser sur des dizaines d'années, 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 nécessairement l'objet d'une vigilance particulière, avec des cycles industriels qui se situent à l'échelle du siècle voire au-delà ;
- le cycle du combustible nucléaire s'inscrit dans cette perspective industrielle de long terme. EDF a une responsabilité spécifique dans l'élaboration d'une stratégie de long terme avec les différentes parties prenantes ;

(1) Source : Agence Internationale de l'Énergie Atomique, Power Reactor Information System, source : www.iaea.org/pris indiquant qu'il existe 453 réacteurs nucléaires en exploitation dans le monde au 23 janvier 2019.

(2) Source : RTE, www.rte-france.com/fr/article/bilans-electriques-nationaux.

(3) Source : www.iaea.org/pris

- 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 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'inter-comparaison avec les meilleures pratiques industrielles internationales [1] constituent un défi permanent pour permettre au groupe EDF d'être en situation de pouvoir durablement maîtriser les risques de ce positionnement mondial.

Description 5A : En complément des risques relatifs à la maîtrise de la performance industrielle exposés dans la catégorie 4, décrite plus haut, l'exercice de la responsabilité d'exploitant nucléaire, avec la priorité n° 1 accordée à la sûreté nucléaire, conditionne la performance globale du Groupe pour ses activités nucléaires. En raison de celles-ci, le Groupe est exposé à des risques de responsabilité civile nucléaire.

Le premier responsable en matière de sûreté nucléaire est l'exploitant nucléaire tout au long du cycle d'exploitation des réacteurs nucléaires. La priorité n° 1 accordée à la sûreté nucléaire tire la performance industrielle de l'activité nucléaire dans sa globalité. La prise en compte par l'exploitant nucléaire de la conception est un élément de sûreté nucléaire. La non maîtrise de la sûreté en exploitation pourrait avoir des conséquences majeures voire vitales sur la valeur de l'actif industriel du Groupe, sur sa situation financière et ses perspectives de développement voire de poursuite de son activité industrielle.

Tout événement grave lié aux activités nucléaires du Groupe, avec notamment une conséquence potentielle ou avérée sur la population ou sur un territoire pourrait induire un durcissement significatif des contraintes d'exploitation des sites industriels du Groupe, voire l'interruption partielle ou totale des activités nucléaires du Groupe. Un tel événement pourrait avoir un impact négatif significatif sur les activités, la situation financière, la stratégie et la réputation du Groupe.

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 ont rendus 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.

Description 5B : 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 complément à la maîtrise des projets complexes précisé au facteur de risques 4B décrit plus haut, le Groupe pourrait ne pas réussir à maîtriser en coûts et délais ses opérations de mise à niveau du parc en exploitation (Grand carénage en France).

En France, le parc de réacteurs nucléaires actuellement exploités par le Groupe est très standardisé (voir section 1.4.1.1.1 « Le parc nucléaire d'EDF en France »). Ceci permet notamment au Groupe de réaliser des économies d'échelle, de répercuter sur l'ensemble de son parc les améliorations effectuées sur les réacteurs plus récents et d'anticiper, en cas de dysfonctionnement sur un réacteur, les mesures à prendre sur les autres. Mais cette standardisation a pour corollaire le risque d'un dysfonctionnement commun à plusieurs réacteurs ou à une génération ou à un palier de réacteurs (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 génériques 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.

À l'occasion des réexamens périodiques effectués lors des visites décennales et à la suite de l'accident de Fukushima au Japon, le Groupe a été conduit à élaborer un important programme de travaux, appelé « Grand carénage », dont le principe a été approuvé en Conseil d'administration. Les aléas potentiels de celui-ci 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'Autorité de sûreté nucléaire (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.

Pour chaque réacteur, pour chaque étape d'autorisation, l'ASN se prononce sur les dispositions prises par l'exploitant et peut 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 [2] permettent de confirmer les marges de sûreté disponibles pour les durées de fonctionnement en cours d'instruction mais peuvent également conduire à devoir dégager le cas échéant des mesures conservatoires complémentaires à prendre sur le parc existant, ce qui pourrait avoir des conséquences sur sa performance.

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 depuis plusieurs années à poursuivre la durée de fonctionnement de son parc nucléaire en France après 40 ans, durée déjà franchie en France pour cinq réacteurs. La quatrième visite décennale des réacteurs du palier 900 MWe (VD4-900), à l'instar des précédentes comprend d'une part une vérification de la conformité des installations au référentiel actuel et d'autre part une réévaluation de sûreté. Celle-ci permet de renforcer 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 examine 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. Le Président de l'ASN a confirmé que l'avis générique serait rendu en 2020 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

(1) 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.

(2) Six réacteurs aux Etats-Unis font l'objet d'une instruction pour aller à 80 ans de durée d'exploitation : 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 (www.nrc.gov/reactors/operating/licensing/renewal/subsequent-license-renewal.html).

suivants : la 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 a été 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.

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 2018). Les comptes consolidés au 31 décembre 2018 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 sont données réacteur par réacteur 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 peut ne pas être atteint.

Au Royaume-Uni, les programmes d'inspections en service et de mise à niveau des réacteurs en exploitation notamment les réacteurs avancés au gaz (RAG) qui disposent d'une technologie spécifique, peuvent donner lieu à des indisponibilités prolongées.

La durée actuellement prévue pour l'exploitation des réacteurs du parc nucléaire existant d'EDF Energy varie entre 41 et 47 ans pour les réacteurs avancés 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 réacteurs 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 réacteurs nucléaires existants 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 réacteurs 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 aux mêmes risques. Le Groupe peut être confronté à contribuer à hauteur de sa participation à des réparations ou modifications coûteuses à effectuer sur ces unités ou à des événements pouvant avoir des impacts sur leur durée de fonctionnement, leur production ou leur disponibilité. Comme en France et au Royaume Uni, 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 pas être exclu également que, malgré la qualité d'exploitation et les modifications effectuées sur ses installations nucléaires 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.

Enfin, un éventuel accident nucléaire grave à l'extérieur du Groupe mais ayant des conséquences étendues dans le monde pourrait entraîner de la part des Autorités de sûreté de nouvelles exigences de mise à niveau des réacteurs et applicables aux réacteurs du Groupe, et à ceux dans lequel le Groupe dispose d'une participation.

Le Groupe ne peut pas garantir qu'il obtiendra 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 d'exploitation de ses réacteurs ou la capacité du Groupe à poursuivre sa stratégie globale d'investissement. Ces événements pourraient avoir un impact négatif significatif sur la situation financière du Groupe.

Description 5C-1 : 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 ou entraîner des décaissements supplémentaires.

En France, la valeur de marché du portefeuille d'actifs dédiés d'EDF, s'élevait, au 31 décembre 2018, à 27,7 milliards d'euros contre 28,1 milliards d'euros au 31 décembre 2017 (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 45.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018).

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 » 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.

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 »).

La non-disponibilité ou un montant insuffisant d'actifs dédiés pour couvrir les échéanciers de dépenses des engagements de long terme du Groupe pourrait avoir un impact négatif sur la situation financière et la réputation du Groupe.

Description 5C-2 : Les provisions constituées par le Groupe pour le traitement et le stockage ultime des déchets radioactifs, peuvent s'avérer insuffisantes, notamment pour les déchets à vie longue issus du traitement des combustibles usés et de la déconstruction.

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, EDF est responsable de tous les déchets radioactifs produits durant l'exploitation des installations nucléaires que le Groupe exploite, durant, les opérations de traitement des combustibles usés provenant des réacteurs exploités par EDF, et durant les opérations de déconstruction des installations nucléaires que le Groupe exploite. (voir en section 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés – Le stockage des déchets ultimes conditionnés »).

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 relatives 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. Le Groupe ne peut pas 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 le délai dans lequel les autorisations permettant un tel stockage seront attribuées par les pouvoirs

publics, 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.

EDF a constitué des provisions pour la gestion à long terme des déchets, évaluées sur l'hypothèse du stockage géologique qui est la référence au niveau international pour le stockage ultime des déchets radioactifs à haute activité et à vie longue 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 2018). 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 2018). 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 qui est menée pour l'obtention par l'ANDRA de l'autorisation de création du stockage géologique à partir de 2022 pourraient conduire à une révision des provisions pour la gestion à long terme des déchets.

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 FAVL est prévu par le PNGMDR avant la fin 2019. (voir section 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »). Une actualisation des provisions pourra être rendue nécessaire en conséquence.

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.

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.

En complément de ces éléments techniques et industriels de sensibilité, le montant des provisions actuellement constituées peut 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 en France 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 2018).

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 2018 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 2018, et les montants provisionnés en valeur actualisée. 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 32 164 millions d'euros, la provision correspondante est de 10 597 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.

La non-maîtrise du montant des dépenses et de leur échéancier de réalisation pour les solutions de traitement et de stockage ultime des déchets dont le Groupe assure la responsabilité aurait un impact négatif sur la situation financière et la réputation du Groupe.

Description 5C-3 : Les provisions constituées par le Groupe pour les opérations de déconstruction des installations nucléaires peuvent s'avérer insuffisantes. En particulier, en complément à la maîtrise des projets complexes précisé au facteur de risques 4 – A plus haut, 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 en France (voir section 1.4.1.1.6 « la déconstruction des centrales nucléaires ») 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 robustes 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 du Groupe et les estimations comportent donc des risques qui sont notamment associés à cet effet d'échelle.

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.

En complément de ces éléments techniques et industriels de sensibilité, le montant des provisions actuellement constituées peut évoluer dans les prochaines années. En effet, l'évaluation du besoin en montant de ces provisions est sensible aux hypothèses retenues 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.

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 2018). 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 2018).

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 27 331 millions d'euros, la provision correspondante est de 15 985 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 4 346 millions d'euros, la provision correspondante est de 2 526 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 2018 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 77,5 millions d'euro et 45,5 millions d'euros (*cf.* note 30 « autres provisions pour déconstruction » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018).

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 (Chine, États-Unis, Belgique, Suisse), le Groupe est exposé financièrement à hauteur de sa participation à contribuer aux charges futures de démantèlement.

La non maîtrise du montant des dépenses, de leur échéancier de réalisation et des provisions financières associées, pour les opérations de déconstruction d'installations nucléaires dont le Groupe assure la responsabilité, aurait un impact négatif sur la situation financière et la réputation du Groupe.

Description 5D : En complément au risque de maîtrise des projets complexes (facteur de risques 4A décrit plus haut), la réussite des projets EPR est conditionnée par des facteurs spécifiques d'ordre industriel, réglementaire et financier.

La réussite des projets EPR conditionne la performance et la réputation de la filière industrielle nucléaire, et à travers elle celles du Groupe.

Le projet de Flamanville 3 constitue un enjeu majeur pour le Groupe, à la fois industriel, réglementaire et financier.

La réalisation du calendrier reste conditionnée, notamment, par la mise en œuvre du plan d'actions sur les 53 soudures à refaire sur les tuyauteries du circuit secondaire principal de l'EPR de Flamanville, par la réussite des essais de démarrage encore à réaliser ainsi que par l'obtention des différentes autorisations qui doivent encore être délivrées par l'ASN. Dans ce contexte, EDF a déposé, à titre conservatoire, une demande de modification du décret d'autorisation de création auprès du ministère de la Transition écologique et solidaire, le 11 mars 2019, qui vise à porter l'échéance de la mise en service du réacteur au 11 avril 2023.

Le Groupe pourrait faire face à de nouveaux aléas, ne pas obtenir les prochaines autorisations attendues ou les voir remises en cause par décisions de justice.

Par ailleurs, EDF a proposé à l'ASN une démarche de justification spécifique sur dix autres soudures permettant de confirmer le haut niveau de sûreté de l'installation tout au long de son exploitation. Ce nombre a été ramené à huit, deux soudures initialement concernées ayant été depuis jugées conformes.

L'ASN devrait rendre en mai 2019 un avis sur la stratégie retenue par EDF concernant les soudures de Flamanville 3. Si l'ASN donnait un avis négatif sur cette stratégie, le calendrier de finalisation du chantier ne serait pas tenu. Tout décalage de ce calendrier entraînerait une augmentation du coût de construction au-delà de l'objectif actuel [(1)]. Malgré la mobilisation des équipes, le calendrier reste tendu (voir section 1.4.1.2.1 « Projet EPR de Flamanville 3 »).

Les études du Projet EPR 2 se poursuivent afin d'établir un réacteur compétitif en vue du renouvellement du parc nucléaire existant. La non-obtention de la cible de compétitivité, l'absence d'un cadre régulatoire approprié ou la non obtention des autorisations requises pour poursuivre le développement du réacteur, pourraient avoir une incidence sur la situation financière du Groupe (voir section 1.4.1.2 « Projets « Nouveau Nucléaire » EPR 2 »).

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). Taishan 1 a été le premier réacteur EPR à être couplé au réseau le 29 juin 2018. Sa mise en service commerciale a été prononcée le 13 décembre 2018. Le réacteur Taishan 2 poursuit ses essais de démarrage en vue d'une mise en service commerciale prévue en 2019. Le travail poursuivi par CGN auprès des autorités chinoises compétentes en vue de l'obtention d'un tarif de rachat définitif pourrait ne pas aboutir à un tarif de rachat conforme aux objectifs de rentabilité attendus (voir sections 1.4.1.2.2 « Projets « Nouveau Nucléaire » – 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 des jalons majeurs 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 % (voir sections 1.4.1.2.2 « Autres projets - Nouveau Nucléaire » et 1.4.5.1.2.4 « Royaume-Uni - Division Nouveau Nucléaire »). Les coûts à terminaison du projet ont été estimés en juillet 2017 à 19,6 milliards de livres sterling $_{2015}$ [(2)]. Cette estimation est conditionnée par la réussite de plans d'actions opérationnels, en particulier ceux en partenariat avec les fournisseurs. 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. Le coût supplémentaire de cet éventuel report a été estimé à environ 0,7 milliard de livres sterling $_{2015}$. 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. Par ailleurs, les conditions de réalisation du projet peuvent être impactées par les modalités de déploiement du Brexit (*cf.* risque 2H décrit plus haut), notamment sur les droits de douane, les mouvements de personnes et les échanges de produits et services. Enfin, la gouvernance du projet pourrait être affectée en cas de désalignement entre les actionnaires. L'évolution de ces différents facteurs pourrait avoir un impact sur la situation financière du Groupe.

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 (voir section 1.4.5.1.2.4 – Royaume Uni – Division Nouveau Nucléaire). La capacité d'EDF à prendre une décision finale d'investissement sur Sizewell C et à financer ce projet au-delà de la phase de développement pourrait dépendre de la maîtrise du projet Hinkley Point C, de l'existence d'investisseurs et de financeurs et d'un cadre de régulation et de financement adapté.

Le 10 mars 2018, le Président Directeur Général d'EDF et celui de NPCIL (Nuclear Power Corporation of India Limited), qui exploite déjà 22 réacteurs en Inde, ont signé un accord industriel non engageant (*Industrial Way Forward Agreement*) 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 devrait être le plus grand projet nucléaire au monde. EDF a remis le 14 décembre 2018 une offre non engageante. Dans cette offre, EDF, associé à GE et à sa filiale Framatome, agit en tant qu'intégrateur de l'ingénierie pour l'ensemble du projet et fournisseur de la technologie EPR. Pour les deux premiers réacteurs, EDF assurerait l'ensemble des études d'ingénierie ainsi que des achats de composants. (voir section 1.4.1.1.2.2 « Autres projets « Nouveau Nucléaire » - projets en développement » et section 1.4.5.3.6.2 « Asie du Sud-Est et du Sud »).

La prise en compte des besoins de l'exploitant final, responsable de la sûreté en exploitation, dès le début de la conception, et tout au long des études et de la réalisation des projets EPR, est un élément fondamental pour la réussite des projets EPR et pour la sûreté en exploitation des réacteurs EPR auxquels le Groupe est partie prenante.

Framatome est devenue une filiale du Groupe et à ce titre peut exposer le Groupe à travers ses activités en France comme à l'international, pour d'autres exploitants nucléaires qu'EDF ou encore d'autres clients. L'exposition peut être notamment d'ordre financier ou sur la réputation du Groupe. La performance industrielle de Framatome demeure stratégique pour EDF Exploitant nucléaire en France et au Royaume Uni. La réussite des projets EPR est conditionnée par la qualité et le respect des clauses contractuelles dans la production par Framatome d'études, de composants ou de services pour chacun des Projets EPR.

La réussite et la création de valeur induite par l'intégration de Framatome au sein du groupe EDF suppose une convergence dans les perspectives en matière de projets nucléaires, et le développement de synergies en résultant. 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, et dans la réussite de tous les Projets EPR.

Ces projets nécessitent l'obtention d'autorisations administratives, de licences et permis et, dans certains cas, la mise en place de partenariats complémentaires, notamment pour le financement. 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 et de tarification peuvent être encore

(1) 10,9 milliards d'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 €. Au 31 décembre 2018 le taux de change était de 1,12 € = 1 £

à confirmer. La mise en place de ces financements pourrait, compte tenu du contexte économique ou institutionnel être retardée.

Le non respect des engagements contractuels du Groupe, ou l'exposition potentielle du Groupe en cas d'alea majeur dans la réalisation de ces projets ou l'exploitation de ces réacteurs, pourrait avoir une incidence majeure sur l'exposition du Groupe, la situation juridique, financière ou la réputation du Groupe.

Enfin, la concertation et le dialogue avec l'ensemble des parties prenantes, notamment institutionnelles, locales, nationales et internationales, industrielles et financières, sur les projets EPR contribuent directement à l'atteinte de l'objectif n° 5 de responsabilité d'entreprise (voir section 3.2.5.1 « l'engagement d'EDF d'organiser partout dans le monde une démarche de dialogue et de concertation autour de nos projets (ORE n° 5) »).

Description 5E : En complément à la maîtrise de la performance industrielle précisée au facteur de risques 4B de la catégorie 4, Performance opérationnelle, exposée plus haut, le Groupe est exposé dans les activités nucléaires à la maîtrise du cycle du combustible nucléaire.

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, en services de conversion et d'enrichissement, en fournitures d'assemblages combustible et en opérations de retraitement du combustible usé.

Les prix et les volumes 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 institutionnelle dans un pays producteur).

L'entreposage et le transport du combustible nucléaire, neuf ou usé, est une activité industrielle qui nécessite des mesures de sûreté et de sécurité spécifiques. Ces exigences pourraient encore s'accroître, générant des difficultés et des coûts supplémentaires pour le Groupe.

En cas de défaillance de cette logistique industrielle, le Groupe pourrait ralentir, voire interrompre, tout ou partie de la production d'électricité sur les sites impactés, soit du fait de la non-livraison d'assemblages neufs, soit du fait de la saturation des dispositifs d'entreposage, 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 »).

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 2018) à partir des conditions de prix et de volume de l'accord-cadre signé avec Orano 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.

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 2018 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 2018, 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 18 737 millions d'euros la provision correspondante est de 10 698 millions d'euros.

Le Groupe ne peut pas garantir que les contrats conclus, en France et à l'international, apporteront une protection suffisante 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, il pourra les renouveler, notamment à des conditions de prix équivalentes. Cela pourrait avoir un impact négatif sur la situation financière du Groupe.

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 2018, avec une mise en évidence des évolutions et des actions clés développées durant l'année. Ces procédures de contrôle interne et de gestion des risques s'inscrivent dans le cadre défini par le corpus des politiques Groupe. 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 Organisation générale

Cadre : le corpus des politiques Groupe

Le groupe EDF a organisé depuis 2017 la maîtrise des activités et des risques autour des politiques Groupe validées et signées par le Comex. Ce corpus définit des exigences pérennes et transverses à destination de l'ensemble des entités et filiales du Groupe. Il traite des thèmes suivants : Pilotage et Fonctionnement, Ethique et Conformité, Sûreté et Sécurité, Développement durable, Ressources humaines, Achats, Immobilier et Services généraux, Juridique, Finances et marchés, Communication, Systèmes d'information et Transformation numérique. Des mises à jour régulières permettent d'adapter les exigences avec les évolutions réglementaires ou les orientations stratégiques.

Finalités du dispositif de maîtrise

Le dispositif de maîtrise des activités et des risques du Groupe, défini dans la politique « Principes de Fonctionnement du Groupe/Maîtrise des Risques et Contrôle Interne » a pour finalités :

- d'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 et efficaces ;
- d'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 activités et des risques de toute nature.

Principes de mise en œuvre

Les principes fondamentaux de mise en œuvre sont fondés sur le modèle des trois lignes de maîtrise :

- 1ère 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 ;
- 2e 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 2.2.1.4 « La deuxième ligne de maîtrise des activités et des risques : acteurs et missions ». 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 activités et des risques sont détaillés en section 2.2.2 « La mise en œuvre des dispositifs de maîtrise des activités et des risques » ;
- 3e ligne de maîtrise : le dispositif d'audit, indépendant, permet de vérifier la pertinence et l'efficacité des dispositifs de maîtrise des activités et des risques des entités du Groupe, de vérifier la maîtrise des principaux processus transverses et projets majeurs du Groupe, et plus généralement, de vérifier le niveau de contrôle des risques du Groupe (voir la section 2.2.1.5 « Les contrôles externes »).

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 gestionnaires d'infrastructures 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 gestionnaires d'infrastructures régulées et participations significatives), les représentants d'EDF au sein des instances de gouvernance s'assurent 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 d'entité périodique. Les principes applicables font toutefois l'objet d'une adaptation pour les gestionnaires d'infrastructures régulées afin de garantir le respect des obligations relatives à leur indépendance de gestion.

2.2.1.2 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 dirigeants de ces entités.

S'agissant des achats, l'organisation mise en place est destinée à assurer une mise sous contrôle des processus. 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 Groupe 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 concourt au 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 subdélégué vers les Directeurs d'Unités.

Les habilitations sont délivrées par chaque chef d'établissement, qui doit s'assurer au préalable des compétences des subdélégués et des moyens mis à leur disposition. Ces exigences s'appliquent à l'ensemble des intervenants, personnels EDF et prestataires.

L'instruction Groupe Délégations de pouvoirs vise à informer et sensibiliser les entités d'EDF sur la nature, les conséquences et les règles de gestion des délégations de pouvoirs.

2.2.1.3 Les instances de pilotage

L'organisation de la Direction Générale d'EDF est définie en section 4.3.1 « Composition du Comité exécutif ». 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 au moins deux fois par an en configuration Comité des risques au cours duquel il 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 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 Engagements du Comité exécutif Groupe

Afin de renforcer l'instruction et le suivi des projets, le Comité des engagements du Comité exécutif [1] (CECEG) examine de manière approfondie les projets les plus significatifs par l'ampleur des engagements et/ou des risques encourus avant décision du Comité exécutif (voir la section 2.2.2.2.3 « Approbation des engagements »).

2.2.1.4 La 2e ligne de maîtrise des activités et des risques : 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.

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 3.2.2.1 « Une entreprise de référence en matière de santé-sécurité : La santé et la sécurité de nos salariés et des salariés de nos prestataires, une priorité absolue » du document de référence.

2.2.1.4.1 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 « La cartographie des risques et le rapport de maîtrise des activités et des risques ») ;
- alerter le Président-Directeur Général et le Comité exécutif sur les risques émergents ou insuffisamment perçus ;
- assurer le contrôle des risques marchés énergies *via* le déploiement de la politique Risques marchés énergies (voir section 2.2.2.2.1 « Contrôle des risques marchés énergies ») ;
- définir et déployer le contrôle des risques financiers (taux, change, liquidité, crédit) et du risque de défaillance de contrepartie (voir section 2.2.2.2.2 « Contrôle des risques financiers ») ;
- contrôler l'exhaustivité et la pertinence des analyses de risques sur les projets d'investissement et d'engagement de long terme, présentés pour décision au CECEG (voir section 2.2.2.2.3 « Approbation des engagements ») ;
- 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 « La gestion de crise et continuité d'activité »).

2.2.1.4.2 La Direction Financière

La Direction Financière contribue à la maîtrise des activités du Groupe notamment au travers des missions suivantes :

- Pilotage de la Performance :
  - contribuer au pilotage de la performance des entités du Groupe, en animant les 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 [2],
  - 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, développer la culture de gestion au sein du Groupe ;
- *Reporting* :
  - piloter les processus du cycle de gestion du Groupe (budgets, reprévisions 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 « Les procédures de contrôle interne relatives à la fiabilité de l'information comptable et financière » ;
- Fiscalité :
  - garantir la cohérence des pratiques fiscales dont les exigences sont détaillées dans la politique Fiscalité Groupe ; les dispositions précises en la matière sont abordées dans la section 3.5.2 « Transparence fiscale » 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 selon 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 « Assurances ») ;
- Communication financière du Groupe selon les exigences de la politique Communication financière (voir section 2.2.2.3.4 « Communication financière »).
- 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.

(1) La composition du Comité des engagements du Comité exécutif Groupe est la même que celle du Comité exécutif.

(2) Cette politique s'applique à l'ensemble des entités d'EDF 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.

2.2.1.4.3 La Direction Juridique et la Direction du Contract Management

La Direction Juridique

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 politique Groupe Pilotage des risques juridiques, validée en 2018 en fixe le champs d'activité. La filière juridique animée par le Directeur Juridique Groupe, est constituée d'une part de la Direction Juridique Groupe d'EDF, d'autre part des Directions Juridiques des filiales.

La filière juridique est associée systématiquement le plus en amont possible aux dossiers et projets à enjeu afin d'en sécuriser les impacts juridiques potentiels. A ce titre, elle assure notamment les missions suivantes :

- piloter les principaux contentieux dans lesquels le Groupe est en demande ou en défense [(1)] ;
- accompagner la stratégie du Groupe et sécuriser les activités à enjeux ;
- accompagner les métiers dans l'élaboration des opérations structurantes et la négociation des contrats à enjeux en veillant à la protection des intérêts commerciaux, industriels et financiers du Groupe et en s'assurant notamment de la protection de leurs marques, savoir-faire, données, inventions ;
- exercer une mission de veille des évolutions législatives et réglementaires, alerter et assurer des actions de sensibilisation.

De plus, la Direction Juridique anime un processus sécurisé de recensement et de numérisation des engagements contractuels majeurs d'EDF 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.

La Direction du Contract Management

Une meilleure gestion des contrats conclus 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, rattachée au Secrétaire Général, a pour mission de structurer cette fonction, animer la filière Contract Management, mesurer sa performance et professionnaliser les acteurs.

2.2.1.4.4 La Direction Éthique et Conformité Groupe

Rattachée au Secrétariat Général, la Direction Éthique et Conformité Groupe (DECG) a pour mission de diffuser la connaissance et le respect des valeurs éthiques du Groupe, ainsi que des principales réglementations, auxquelles le Groupe est soumis de par son activité et ses implantations géographiques, afin de prévenir les risques de sanction. Elle fédère et contrôle les activités du Groupe dans le domaine de la conformité et a pour but de défendre et promouvoir la culture d'intégrité du Groupe, au bénéfice de son image et sa renommée. Elle rend compte au Comité exécutif et au Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise du Conseil d'administration.

La DECG met en œuvre le programme éthique et conformité Groupe, initié par le Président du Groupe le 16 décembre 2015 à partir des référentiels suivants (voir section 3.5.1 « Ethique et conformité ») :

- la Politique Ethique et Conformité Groupe (PECG), validée par le Comité exécutif le 17 mai 2016, 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. La PECG est complétée par des notes d'instruction et des guides supports destinés à appuyer son déploiement dont notamment le contrôle d'intégrité des relations d'affaires, la déontologie financière, la protection des données personnelles, la lutte contre la fraude, les cadeaux et invitations. La PECG est la référence supra à la charte éthique Groupe et au code de conduite éthique et conformité, actualisable au gré des nouvelles réglementations applicables, et soumis à audit ;
- la Charte éthique Groupe construite autour des trois valeurs du Groupe (Respect, Solidarité, Responsabilité) qui définit les exigences devant guider l'action et la conduite des salariés du Groupe au quotidien. Une version actualisée de la Charte datant de 2013 sera déployée en 2019 ;
- le code de conduite éthique et conformité publié le 1er juin 2017 et décliné dans les règlements intérieurs des entités qui constitue le document de référence en matière de prévention de la corruption et s'applique à tous les salariés (exigences de la loi Sapin II) ;
- le dispositif d'alerte éthique et conformité du groupe EDF qui permet aux salariés et collaborateurs extérieurs (personnel intérimaire, salarié d'un prestataire de services etc.) ou occasionnels (CDD, apprentis, stagiaires etc.) du Groupe, ainsi qu'aux tiers d'effectuer un signalement conformément à la loi « Sapin II » du 9 décembre 2016, relative à la transparence, à la lutte contre la corruption et à la modernisation de la vie économique, et à la loi « Devoir de Vigilance » du 27 mars 2017 relative au devoir de vigilance des sociétés mères et des entreprises donneuses d'ordre ;
- des actions de formation et de sensibilisation à l'attention des dirigeants, *managers*, salariés, et accompagnement du réseau des Responsables éthique et conformité d'entités (REC) dans leurs missions.

2.2.1.4.5 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 « S'engager en faveur du développement durable » 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, plusieurs filiales françaises (dont Dalkia, Électricité de Strasbourg, EDF Renouvelables, Citelum etc.), 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.

L'ensemble des exigences relatives au développement durable à l'échelle du Groupe est détaillé dans la politique Développement Durable Groupe, incluant en particulier les exigences liées aux défis du changement climatique. Le processus de cartographie des risques et des opportunités liés au climat est intégré dans la définition des stratégies d'EDF. Un plan d'actions prévoit l'actualisation de la Stratégie Changement Climatique (atténuation et adaptation) en prenant en considération des effets physiques, financiers et sociétaux. 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.

En décembre 2018 a été créé le Comité stratégique responsabilité sociale d'entreprise afin de coordonner au mieux l'ensemble des enjeux de RSE portés par les différentes entités du Groupe et d'en assurer un pilotage stratégique. Le Comité stratégique responsabilité sociale suivra notamment les engagements du groupe EDF dans le domaine des 6 ORE, de l'engagement Carbone, de l'accord RSE et de l'engagement EV 100.

(1) 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.

2.2.1.4.6 La Direction des Systèmes d'Information Groupe

Parmi ses différentes missions, la Direction des Systèmes d'Information Groupe (DSIG) pilote la mise en œuvre des politiques Gouvernance des Systèmes d'information et de la Transformation numérique, Sécurité des Systèmes d'Information du Groupe et Gestion de la donnée et est en charge d'animer le contrôle interne et la couverture des risques associés (voir section 2.2.2.2.4 « Sécurité des Systèmes d'Information (SI) »).

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.

2.2.1.4.7 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 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.

2.2.1.5 La 3e 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 » rattachée au Secrétaire Général) 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 ou à des filiales gestionnaires d'infrastructures 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 etc.). À fin 2018, la filière audit du Groupe est composée de 55 ETP [1].

Normes de fonctionnement pour ce qui concerne EDF 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. 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.

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 avec la réalisation des missions 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 2018 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 et des filiales contrôlées. Ces audits comprennent l'examen de la robustesse de leur contrôle interne et sont effectués tous les 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 ;
- les principaux processus comptables et financiers et les processus « Tête de Groupe » (RH, SI) ;
- 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.

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. Le rapport semestriel présente le bilan du programme d'audit, de la satisfaction des audités, ainsi qu'un *reporting* RH, et budgétaire. 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.

2.2.1.6 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).

(1) Équivalent Temps Plein.
(2) L'Institut Français de l'Audit et du Contrôle Interne.

2.2.2 LA MISE EN ŒUVRE DES DISPOSITIFS DE MAÎTRISE DES ACTIVITÉS ET DES RISQUES

2.2.2.1 Les dispositifs de contrôle généraux

2.2.2.1.1 La cartographie des risques et le rapport de maîtrise des activités et des risques

Rapport de maîtrise des activités et des risques des entités

Chaque entité du Groupe (60 entités en 2018 couvrant le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées) élabore un rapport annuel sur la maîtrise de ses activités et de ses risques élaboré sur la base d'une autoévaluation, et la description de ses actions de progrès. Chaque rapport donne lieu à un engagement signé du Directeur de l'Entité sur le niveau de maîtrise atteint et sur les actions engagées. En 2018, la trame des auto-évaluations a évolué pour identifier des points de contrôle plus pertinents et en nombre restreint afin de satisfaire aux enjeux de simplification de CAP 2030, en favorisant ainsi une meilleure implication managériale.

Ce rapport inclut notamment le contrôle interne, le *reporting* de sécurité du patrimoine et le *reporting* d'éthique et conformité. 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, en cohérence avec leur cartographie des risques. Enfin, les autoévaluations rendent compte de la maîtrise des exigences relatives au contrôle interne comptable et financier, en cohérence avec le cadre de l'AMF (voir section 2.2.2.3 « Les procédures de contrôle interne relatives à la fiabilité de l'information comptable et financière »).

Cartographie des risques des entités

Les 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 « Organisation générale » 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.

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.

Méthodes – Outils : 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) a été déployé depuis 2016 et généralisé à l'ensemble du Groupe depuis 2017 en vue de favoriser et de sécuriser la communication sur les risques et leur consolidation.

Cartographie des risques Groupe

Sur la base de ces *reporting*, complété par un examen croisé réalisé systématiquement avec la Direction de l'Audit interne, 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 [3]. 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 prioritaires 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. Une attention particulière a été portée en 2018 sur l'adaptation de l'organisation de crise du Groupe au risque de crise cyber.

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 Groupe valide annuellement les stratégies de couverture des entités, ainsi que les limites de risques associées, après avis de la Direction des Risques Groupe en application de la politique Risques marchés énergies Groupe. Cette politique définit :

- les stratégies de couverture autorisées ;
- le système de gouvernance et de mesure, séparant clairement les responsabilités de gestion et de contrôle des risques et permettant de suivre l'exposition consolidée du Groupe ;
- 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 ;

(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.

(3) 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 « Risques auxquels le Groupe est exposé » ; la réponse stratégique concernant les défis du changement climatique est décrite à la section 3.3 « Autres thématiques de la politique de développement durable ».

- 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.

Un bilan annuel sur la mise en œuvre de cette politique est présenté par la Direction des Risques Groupe au Comité d'audit du Conseil d'administration. Les attendus, principales dispositions et modalités de mise en œuvre de cette politique sont décrits en section 5.1.6 « Gestion et contrôle des risques marchés ».

Par ailleurs, une instruction REMIT Groupe définit les attendus permettant de s'assurer du respect par les entités du Groupe du Règlement européen relatif à la transparence et l'intégrité du marché de gros de l'énergie.

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 2e 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 s'applique au portefeuille des Actifs Dédiés dont la gestion est assurée par la Direction Financière. La Direction des Risques Groupe rédige un mandat de risques 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 CO_2 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 CO_2 ;
- 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.

Les projets d'engagements sont ensuite examinés, lorsqu'il y a lieu, par le Conseil d'administration comme décrit à la section 4.2.2.3 « Pouvoirs et missions du Conseil d'administration ». 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 etc.).

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 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 2018 en matière de sécurité des SI sont :

- la transformation, *via* la publication de la Politique Gouvernance des Systèmes d'information et de la Transformation numérique, du RSSI Groupe en un véritable « Directeur de la cyber-sécurité Groupe » prescripteur sur tous les SI du Groupe, en capacité de lancer des audits en matière de cyber-sécurité dans le respect des prérogatives métiers ;
- la mise en œuvre d'un plan de communication cybersécurité à destination de tous les utilisateurs et d'une sensibilisation spécifique des CODIR de Directions et Comex de filiales ;
- la mise en œuvre d'une Revue annuelle cyber-sécurité impliquant les Entités du Groupe ;
- la poursuite du renforcement de la sécurisation des actifs les plus critiques ;
- l'adaptation du dispositif de gestion de crise Groupe afin de mieux prendre en compte les incidents cyber ;
- la réalisation de tests de Plan de Reprise d'Activité et la préparation d'un exercice de crise cybersécurité « à l'échelle du Groupe » pour début 2019.

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 chapitre 6 « États financiers ») 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 2018. 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 précisées dans le manuel des principes comptables du Groupe et synthétisées dans l'annexe aux comptes consolidés.

Les principes applicables en matière d'élaboration et de remontée à la Direction Financière du Groupe sont définis dans la politique *Reporting* Comptable et financier. Les dispositions à mettre en œuvre sur les modalités de contrôle sont décrites dans l'instruction Groupe Contrôle Interne Comptable et Financier. Les Directeurs Gestion Finance des Directions Métiers et Filiales sont membres du Comité de Direction des entités auxquelles ils appartiennent. À l'exception des gestionnaires d'infrastructures régulées, ils sont nommés et évalués conjointement par le *management* opérationnel et le *management* de la filière Contrôle de Gestion. 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.

Chaque Directeur Opérationnel et Fonctionnel d'EDF s'engage annuellement sur la qualité du dispositif de Contrôle Interne du domaine Comptable et Financier, sur 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. En retour, chaque Directeur reçoit une lettre d'appréciation de la qualité comptable du

Directeur Comptabilité Fiscalité Groupe s'appuyant sur les différents éléments d'évaluation (résultats des contrôles internes, indicateurs du tableau de bord de la qualité comptable, lettre d'appréciation comptable du CSP2C, actions spécifiques) pour mettre en avant les progrès réalisés et déterminer les actions d'amélioration à engager ou poursuivre. Un référentiel d'indicateurs est utilisé au sein d'EDF. Il permet de mesurer, par processus, les points de conformité de l'information comptable. En ce qui concerne les filiales, chaque entité juridique est responsable de la mise en œuvre de l'instruction Groupe Contrôle Interne Comptable et Financier.

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 etc.) 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 Centre de Services Partagés Comptabilité & Conseil (CSP2C) de la Direction des Services Tertiaires qui tient par ailleurs la comptabilité transactionnelle de certaines filiales France. Le traitement de la comptabilité transactionnelle est organisé par processus. Des « pactes de gouvernance » fixent les responsabilités respectives des Directions Opérationnelles ou Fonctionnelles, du CSP2C 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 pour préparer les arrêtés comptables et anticiper l'évolution de certains traitements afin de fiabiliser l'information comptable et financière publiée.

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.

(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.

2.2.2.4.2 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 grands barrages, une étude de danger comprenant un examen technique complet est réalisée tous les dix ans. Cet examen nécessite une vidange ou 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.

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 chaque année à environ 13 850 fournisseurs.

La Direction des Achats Groupe gère les achats d'EDF hors achat de combustible et une partie des achats tertiaires, informatique et télécommunications pour certaines filiales. Ce périmètre représente plus de 7 milliards d'euros de commandes en 2018 (hors fournisseurs appartenant au groupe EDF).

En 2018, les cinq premiers fournisseurs d'EDF représentent 10,4 % (17,5 % en 2017 et 16,4 % en 2016) du montant commandé total d'EDF (hors achat de combustible et hors filiales du Groupe), et les dix premiers fournisseurs représentent 16,4 % (23,9 % en 2017 et 22,5 % en 2016).

Part des fournisseurs dans les achats d'EDF (hors combustible)	2018	2017	2016
Les cinq premiers fournisseurs	10,4 %	17,5 %	16,4 %
Les dix premiers fournisseurs	16,4 %	23,9 %	22,5 %

L'écart entre 2017 et 2018 s'explique principalement par le fait que Framatome est devenue filiale du groupe EDF le 31 décembre 2017.

Les dix premiers fournisseurs (par ordre alphabétique) en 2018 sont : Alstom Power Service (groupe General Electric), CAP GEMINI Technology services, Clemessy, ENDEL SAS (groupe Engie), ONET Technologies TI, ORANA Démantèlement et services, SOPRA STERIA Groupe, SPIE Nucléaire, Réel, Westinghouse Électrique France SAS.

Certains fournisseurs et sous-traitants de produits ou prestations achetés par le Groupe dans le cadre de son activité ne sont pas substituables, 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.

EDF définit ses fournisseurs dit stratégiques au travers notamment du caractère de non-substituabilité d'une part, et du volume d'achats d'autre part.

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 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 Orano, qui représentait en 2018 de l'ordre de 34 % des achats d'EDF, Framatome représentant 17 % (à comparer à 52 % en 2017 pour l'ensemble du groupe AREVA-Orano) :

- 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 Orano reste un fournisseur important d'EDF dans ce domaine ;
- en matière de conversion, une part importante des besoins d'EDF est assurée par 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'Orano 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.

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 Orano :

- la gestion du combustible usé (évacuation, entreposage et traitement) est assurée dans l'usine d'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-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'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. Elle a été menée à son terme en 2018, 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 performances 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 3, Cattenom 1 et 2, Saint Alban 1 et 2 et sont en voie d'achèvement sur Flamanville 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. Les derniers générateurs de vapeur de remplacement du palier 900 MW (4 triplettes) ont été commandés à Mitsubishi en 2018.

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 GE pour la maintenance de certains composants de ses centrales nucléaires et thermiques. Par ailleurs, GE (ALSTOM) est le fournisseur de la salle des machines de l'EPR de Flamanville 3. Les

produits et services fournis par GE 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 GE, 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 nucléaire 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. En 2018 à la demande d'ALSTOM, GE a racheté les parts d'ALSTOM dans GEAST qui est désormais une filiale à 100 % de GE. Les droits de l'état et les modalités de gouvernance associées restent inchangés. Un Comité de pilotage auquel est associé EDF assure le suivi des activités de GEAST et la bonne application de ces accords.

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 1er 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'Etat 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.

Le 27 mars 2018, EDF a formé un pourvoi devant la Cour de Justice de l'Union européenne contre l'arrêt rendu le 16 janvier 2018 par le Tribunal de l'Union européenne. Le 13 décembre 2018, la Cour de l'Union européenne a rejeté ce pourvoi confirmant ainsi la décision de la Commission européenne clôturant ainsi définitivement le litige.

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 répondu à la mise en demeure, ce qui a amorcé une phase d'échange contradictoire entre l'État et la CE qui 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, l'État français et EDF 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 2018, de 694 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 aux victimes ou à leurs ayants droit, à la charge de l'employeur.

À fin janvier 2019, le nombre de dossiers contentieux ouverts est de 91, dont 16 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 33,16 millions d'euros environ au 31 décembre 2018.

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 CNIEG (Caisse de retraite des IEG) ne devrait donc pas varier sensiblement. Le risque financier est provisionné dans les comptes d'EDF à hauteur de 10 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 d'euros.

L'ADLC et EDF se sont pourvus 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 a donc renvoyé 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. Par un arrêt en date du 27 septembre 2018, la Cour d'Appel de Paris a confirmé à EDF cette majoration de 1,9 millions d'euros au titre de la réitération. Cet arrêt, prévoyant une amende de 7,9 millions d'euros, est désormais définitif.

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. La procédure est toujours en cours.

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 demanderesses 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. La procédure est toujours en cours.

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 en vigueur avant le moratoire, ont intenté des procédures indemnitaires contre EDF gestionnaire de réseau de distribution (GRD) dans les zones non interconnectées (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 à ces producteurs 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 »).

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.

Plusieurs décisions favorables à Enedis ont été rendues depuis le début de l'année 2018 sur ce sujet. La Cour d'Appel de Versailles a notamment débouté, début juillet 2018, 150 producteurs, soit parce que la faute d'Enedis n'est pas établie, soit en l'absence de lien de causalité entre la faute d'Enedis et le préjudice des producteurs, soit en considérant que le préjudice des producteurs n'est pas indemnisable dans la mesure où les arrêtés tarifaires de 2006 et 2010 sont illégaux, faute de notification à la Commission européenne au titre du contrôle des aides d'État. Une large majorité d'arrêts ont fait l'objet d'un pourvoi en cassation.

De la même façon, EDF a obtenu depuis quelques mois un certain nombre de décisions favorables considérant le préjudice des producteurs non réparable car illicite.

En parallèle des contentieux indemnitaires pendants devant les juridictions civiles 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 faute du GRD. Suite à cet arrêt, Enedis et EDF ont assigné en avril 2017 les assureurs en vue de voir reconnaitre par les tribunaux l'existence de deux sinistres sériels partiels. Ainsi, si les tribunaux constataient l'existence de deux sinistres seriels partiels, il y aurait application pour chacun d'eux d'une seule franchise et d'un seul plafond de garantie pour les réclamations ayant la même cause technique.

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. Le 4 juillet 2018, l'ADLC a clôturé la procédure par une décision de non-lieu. 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 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 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.

Cette décision est intervenue le 4 juillet 2018, date à laquelle l'ADLC a adopté une décision de non-lieu (définitive). Les comportements dénoncés par la saisissante sont donc réputés ne pas avoir été mis en œuvre.

Le Tribunal de commerce de Paris a, par jugement en date du 10 décembre 2018, pris acte du désistement de la société SUN'R de son action indemnitaire et par jugement en date du 12 décembre 2018, pris acte du désistement des sociétés Sun West, Azimut 56 et JB Solar. Ce dossier est donc définitivement clos.

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. L'ADLC a adopté le 31 janvier 2018 une décision prenant acte du désistement de la saisissante et classant le dossier.

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. Par ordonnance du 12 avril 2018, le Président de la Cour d'Appel de Versailles a rejeté les appels relatifs à l'ordonnance d'autorisation des opérations de visite et de saisies, et prononcé un sursis à statuer sur les recours contre le déroulement des opérations. Par ordonnance du 10 janvier 2019, le Président de la Cour d'appel de Versailles a rejeté le recours contre le déroulement des opérations.

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.

Par décision du 31 juillet 2018, la CE a considéré que les exonérations de CSPE octroyées pour l'auto-consommation destinée à la production d'électricité, dont EDF est l'un des bénéficiaires au titre de ses STEP, ne constituent pas des aides d'État. D'autres mécanismes de plafonnement de CSPE ont à l'inverse été qualifiés d'aides d'État incompatibles avec le marché intérieur, mais cela est sans conséquence pour EDF qui n'en est pas bénéficiaire.

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

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 563 millions d'euros à fin 2018. 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 à 2015, l'Administration fiscale a notifié 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 (CE) a sursis à statuer et saisi la Cour de Justice de l'Union européenne (CJUE) 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 CE 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 CE, 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 CE 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 CE, 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 CE, par une décision du 22 février 2017, a décidé de surseoir à statuer jusqu'à ce que la 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).

Dans un arrêt du 25 juillet 2018, la CJUE a considéré que la CSPE pouvait 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. Faisant application de la solution retenue par la CJUE, le CE a, dans une décision du 3 décembre 2018, considéré que les recettes de CSPE dont la société Messer a demandé le remboursement avaient été prioritairement affectées au soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération en métropole et dans les zones non interconnectées et estimé que seule la fraction de CSPE qui n'avait pas été affectée à cette finalité spécifique était restituable à la requérante (soit, au cas d'espèce, 7,42 % de la contribution acquittée au titre de 2009).

Par ailleurs, par une décision du 15 avril 2016, le CE 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 à l'Etat au titre des intérêts dus sur les sommes versées et qualifiées d'aide d'Etat.

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 (« lâchures agricoles »). Selon une « convention de lâchures agricoles » du 1er décembre 2003, EDF et la SHEM sont convenues des modalités techniques et financières des lâchures 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 lâchures agricoles. Aucun ouvrage concédé à EDF n'étant désormais tenu à ces obligations de lâchures, EDF a considéré que la convention précitée du 1er 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. L'affaire a été plaidée le 4 octobre 2018.

Suivant la position d'EDF, par jugement rendu le 30 novembre 2018, le Tribunal a prononcé la caducité de la convention et a débouté la SHEM de l'intégralité de ses demandes. La SHEM a fait appel de cette décision.

Recours contre la décision finale d'investissement sur le projet Hinkley Point C

Autorisé par ordonnance en date du 20 juin 2016, le Comité central d'entreprise de la société EDF (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 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 constitutionalité (QPC) visant à contester la constitutionalité 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. 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 qui, dans un arrêt du 7 septembre 2018, a condamné EDF à (i) transmettre la version intégrale du rapport d'Escatha dans un délai d'un mois à compter de la signification de la décision sous astreinte de 1 000 € par jour de retard constaté après l'expiration du délai ; et (ii) à convoquer le CCE « en vue d'une réunion extraordinaire aux fins de consultation sur le projet Hinkley Point C dans le délai de deux mois à compter de la signification de la décision sous la même astreinte » ainsi (iii) qu'aux entiers dépens et à 3 000 € au titre de l'article 700 du NCPC. La Cour n'a cependant pas suivi le CCE dans ses autres demandes. En particulier, elle n'ordonne pas la suspension du projet qui peut donc se poursuivre. EDF a exécuté la décision et déposé un pourvoi en cassation.

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 rejetant les demandes dans leur totalité. AET a fait appel de cette décision. L'affaire est pendante devant la Cour d'Appel de Paris.

Par ailleurs, AET a assigné EDF le 9 novembre 2017 dans le cadre de ce même contrat aux fins d'obtenir le partage des bénéfices issus de la valorisation sur le mécanisme de capacité des 70 MW du contrat. Le Tribunal de commerce de Paris a rendu une décision le 22 janvier 2019 en faveur d'EDF rejetant la demande d'AET.

Enquête AMF

EDF fait l'objet depuis le 21 juillet 2016 d'une enquête diligentée par l'AMF sur l'information financière fournie aux marchés depuis le mois de juillet 2013. Dans le cadre de cette enquête EDF a communiqué à l'AMF un certain nombre d'informations et de documents et a répondu à ses questions. À la connaissance d'EDF cette enquête est toujours en cours et elle ne préjuge en rien d'un manquement qui pourrait être attribué au groupe EDF.

Enquête CRE/REMIT

Le 1er décembre 2016, la CRE a procédé à l'ouverture d'une enquête visant à établir si EDF et ses filiales EDF Trading limited et EDFT Markets Limited se sont livrées, depuis le 1er 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). La CRE a informé EDF par courrier en date du 5 juillet 2018 avoir saisi le Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDiS).

Le 1er décembre 2016, la CRE a également procédé à l'ouverture d'une autre enquête visant à établir si EDF et ses filiales EDF Trading limited et EDFT Markets Limited se sont livrées, depuis le 1er 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 1er 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.

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. Après une instruction à la barre, le Conseil d'État a, par décision du 3 octobre 2018, rejeté les requêtes des associations.

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'État 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. Dans un arrêt en date du 28 mars 2018, le Conseil d'État a rejeté les deux requêtes et condamné chacune des associations à verser 2 000 € à EDF.

Le troisième recours a été déposé le 21 août 2017 également devant le Conseil d'État 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. L'instruction est toujours en cours.

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'État 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.

Le 27 novembre 2018, ces mêmes associations ont déposé un nouveau recours devant le Conseil d'État contre la décision de l'ASN du 9 octobre 2018 sur la cuve de Flamanville 3 (voir section 1.4.1.2.1 « Projet EPR de Flamanville 3 ») ; décision qui fait suite à l'avis précité du 10 octobre 2017.

Flamanville 3 – Plainte de Greenpeace et du Réseau Sortir du Nucléaire

Greenpeace et le Réseau Sortir du Nucléaire ont conjointement déposé plainte auprès du Parquet de Cherbourg le 18 juillet 2018 contre EDF (exploitant), Framatome (fabricant) et « X » pour différentes infractions au Code de l'environnement et à la réglementation relative aux installations nucléaires de base en raison des problèmes de soudures constatés sur le chantier de Flamanville.

Fessenheim

L'Association Trinationale de Protection Nucléaire (ATPN) a déposé le 14 mars 2017 un recours devant le Conseil d'État 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.

Dans son arrêt du 14 juin 2018, le Conseil d'État a annulé partiellement la décision précitée fixant les valeurs limites de rejets des effluents en raison de l'absence de motivation des dérogations accordées. Cependant, le Conseil d'État précise «qu'eu égard à l'intérêt économique et énergétique qui s'attache à l'exploitation de Fessenheim et d'autre part au fait que le maintien en vigueur temporaire des valeurs limites annulées par la présente décision, pour le seul motif d'une absence de motivation n'entraine pas de risque particuliers pour les intérêts visés par l'article L. 593-1 du Code de l'environnement […] » EDF est autorisée à rejeter dans l'environnement les effluents en cause en respectant les valeur limites annulées jusqu'à ce que l'ASN prenne, au plus tard le 1er octobre 2018, une nouvelle décision prescrivant de nouvelles valeurs. La décision en question a été adoptée par l'ASN le 17 juillet 2018 et homologuée deux mois plus tard. Pour le reste, le Conseil d'État rejette tous les autres moyens et ainsi que la demande d'annulation de la décision précitée relatives aux modalités de prélèvement.

Un second recours a été formé le 15 mai 2018 par l'ATPN, cette fois-ci contre la décision du Président de l'Autorité de sûreté nucléaire en date du 25 juillet 2016 par laquelle celui-ci a autorisé EDF à modifier de manière notable les éléments ayant conduit à l'autorisation de création du site. Il appartient désormais au Conseil d'État de se prononcer sur cette requête dont l'instruction est en cours.

Enfin, par une ordonnance en date du 14 juin 2018, le Conseil d'État a rejeté la requête en référé déposée par l'ATPN pour demander la suspension de la décision de l'ASN du 12 mars 2018 levant la suspension du certificat d'épreuve du GV de Fessenheim accordé à AREVA NP. Il appartient désormais au Conseil d'État de se prononcer sur le fond ; l'instruction est en cours.

Tarifs réglementés de vente de l'électricité – recours contre les décisions du 27 juillet 2018

Le 28 septembre 2018, la société ENGIE a formé un recours devant le Conseil d'État contre les décisions du 27 juillet 2018 relatives aux tarifs réglementés de vente de l'électricité applicables aux consommateurs résidentiels et non résidentiels en France métropolitaine. L'Association nationale des opérateurs détaillants en énergie (l'« ANODE ») a également déposé, en septembre, une requête sommaire contre ces décisions et contre la décision du 27 juillet 2018 relative aux tarifs réglementés de vente Jaunes et Verts applicables aux consommateurs en France métropolitaine, qu'elle a complété d'un mémoire ampliatif le 27 décembre 2018.

ENGIE et l'ANODE demandent au Conseil d'État d'annuler ces décisions au motif notamment, selon elles, que le niveau et la méthode de construction des tarifs violent le principe de contestabilité.

Concession hydraulique de LOUDENVIELLE – recours de la commune

Par requête en date du 20 février 2018 déposée devant le Tribunal administratif de Pau, la commune de Loudenvielle a demandé l'annulation du refus du Préfet des Hautes-Pyrénées du 22 décembre 2017 de résilier la concession hydroélectrique renouvelée au profit d'EDF pour une durée de 40 ans par arrêté préfectoral du 14 février 2007. La commune considère que la circonstance que cette concession ait été renouvelée au profit d'EDF en dehors de toute procédure de publicité et de mise en concurrence fait obstacle à la poursuite de son exécution.

Plainte des autorités genevoises visant le CNPE Bugey

La ville et le canton de Genève ont déposé en décembre 2018 une plainte avec constitution de partie civile pour manquements à la réglementation INB, sur la base d'un rapport d'expertise qui démontrerait, selon elles, les fragilités d'éléments essentiels de la centrale, ses faiblesses de conception, les risques sismiques et d'inondation du site, les fuites de tritium et la multiplication d'incidents. Aucun acte d'enquête n'a encore été diligenté envers EDF CNPE Bugey au titre de cette nouvelle plainte.

2.4.2 PROCÉDURES CONCERNANT LES FILIALES ET PARTICIPATIONS D'EDF

Enedis

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'État 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.

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 faute d'Enedis. Les assureurs continuent cependant à refuser leur garantie sur les autres dossiers pendants. Enedis a assigné en 2017 les assureurs et demandé au Tribunal de commerce de Nanterre de constater l'existence d'un sinistre sériel partiel.

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.

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.

Plusieurs décisions favorables à Enedis ont été rendues depuis le début de l'année 2018. La Cour d'Appel de Versailles a notamment débouté, début juillet, 150 producteurs, soit parce que la faute d'Enedis n'est pas établie, soit en l'absence de lien de causalité entre la faute d'Enedis et le préjudice, soit en considérant que le préjudice n'est pas indemnisable dans la mesure où les arrêtés tarifaires de 2006 et 2010 sont illégaux, faute de notification à la Commission européenne au titre du contrôle des aides d'État. Une large majorité d'arrêts a fait l'objet d'un pourvoi en cassation.

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. Une question prioritaire de constitutionalité (« QPC ») a été formée par la société ENGIE contre l'article 13 de la loi du 30 décembre 2017. Cette question a été transmise par le TC Paris puis par la Cour de Cassation au Conseil Constitutionnel qui devra statuer avant le 8 mai 2019.

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. QCC a fait appel de cette décision le 12 mars 2018. La procédure est en cours devant la CA Paris.

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 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.

Edison

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.

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. Edison n'est donc plus tenu à la réalisation d'interventions urgentes.

Par décision du 28 septembre 2018, la Cour de cassation a annulé sans renvoi l'arrêt rendu par la Cour d'assises d'appel de l'Aquila, relatif aux poursuites pénales contre le complexe industriel de Bussi sul Tirino. La Cour d'assises d'appel avait (i) acquitté certains défendeurs des accusations de désastre environnemental et d'empoisonnement de l'eau au motif qu'ils « n'avaient pas commis les faits qui leur sont imputés » ; (ii) considéré que l'accusation de désastre environnemental imputée aux autres défendeurs était prescrite, le délai de prescription ayant expiré avant le rendu de l'arrêt d'appel ; et (iii) considéré que rien n'était dû pour les dommages prétendument subis par l'ensemble des parties civiles.

Toujours dans ce cadre, la Province de Pescara a communiqué, le 28 février 2018, à la société Solvay Speciality Polymers Italy SpA (anciennement Solvay Solexis SpA) et à Edison SpA le lancement d'une procédure administrative pour la détermination du responsable de la pollution des terrains appartenant à la société Ausimont SpA et objet de la vente.

En 2012, une procédure d'arbitrage a été lancée par les sociétés Solvay SA et Solvay Specialty Polymers Italy SpA pour violation des représentations et garanties en matière environnementale, pour les sites de Bussi et de Spinetta Marengo, contenues dans le contrat de cession de la société Agora SpA (société contrôlant Ausimont SpA), souscrit en décembre 2001 entre les sociétés Montedison SpA et Longside International SA d'un côté et la société Solvay Solexis SpA (Solvay Specialty Polymers Italy SpA) de l'autre côté.

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'Aussimont 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. Le 4 janvier 2019, la Cour d'assises de Turin a publié la motivation complète de la décision qui a confirmé l'acquittement des anciens administrateurs et employés de Montedison et d'Ausimont, concernant les faits allégués de désastre environnemental et d'empoisonnement de l'eau liés à la gestion du site industriel de Spinetta Marengo Chemical.

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.

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. L'audience pour la précision des conclusions a été fixée au 19 mars 2019. Il s'agit de l'audience de clôture de la phase d'instruction. Plusieurs écritures pourront néanmoins être échangées avant la mise en délibéré.

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, Crotone, 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.

Au cours du premier semestre 2018, le procureur de la République de Pescara (région des Abruzzes) a ouvert une enquête préliminaire à l'encontre des administrateurs d'Edison pour une hypothèse de non réalisation d'activités d'assainissement sur le site industriel de Piano D'Orta (province de Pescara, région des Abruzzes) où, jusqu'à la fin des années soixante, se trouvait un établissement de la société Montecatini.

2.4.3 LITIGES POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE DE L'EXERCICE 2018

Néant.

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 a été validée par le Comex en janvier 2017.

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 en Comité d'audit. Un point sur les assurances, ainsi qu'une revue de l'assurabilité des risques Groupe, ont ainsi été présentés au Comité d'audit en décembre 2018.

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.

La Division Assurances et la Direction des Risques Groupe produisent annuellement l'analyse de la cartographie des risques au niveau du Groupe, complétée du dispositif de couverture assurantiel en place. 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.

Les programmes d'assurance Groupe ont vocation à intégrer le plus largement possible les 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.

Conformément au principe d'indépendance de gestion des filiales régulées, RTE n'est pas incluse dans les programmes d'assurance Groupe [(2)].

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

A l'instar de l'ensemble des grands groupes français et internationaux, EDF a recours à des captives et à des mutuelles qui permettent de compléter les couvertures fournies par les marchés traditionnels de l'assurance.

Les captives du groupe 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.

Par ailleurs, Framatome dispose également d'une société de réassurance, dénommée Tereco, au Luxembourg depuis le 21 décembre 2018.

EDF est par ailleurs membre de la mutuelle Oil Insurance Limited (OIL) en vue de 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.

Le groupe 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.

(1) Risques transférables aux marchés de l'assurance et aux marchés alternatifs.
(2) Sortie effective depuis le 31.03.15

Les captives et mutuelles permettent à EDF de diminuer le montant des primes payées au marché de l'assurance et, plus généralement, le coût de ses programmes d'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 et d'Océane Re, n'excède pas 10 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 pertes 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 et par Océane Re, 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 notamment décrites à la section 2.2.2 « La mise en oeuvre des dispositifs de maîtrise des activités et des risques ».

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, tels que les EPR de Flamanville et d'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 1er 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 et les filiales du Groupe.

Sa finalité est de couvrir les frais nécessaires aux traitements des désordres majeurs occasionnés par une cyber-attaque contre les systèmes d'information du Groupe.

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 » 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.

EDF Energy est actuellement 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

Les couvertures découlant de la participation d'EDF à la mutuelle OIL apportent une protection contre les dommages matériels en zone froide, en dehors des conséquences d'un accident nucléaire, de 60 % de 400 millions de dollars en excédent d'une franchise de 15 millions de dollars, tant en France qu'au Royaume-Uni.

Jusqu'au 30 septembre 2018, en complément de cette couverture, 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* britannique 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.

A compter du 1er octobre 2018 :

- en France, la protection apportée par OIL est complétée, pour les conséquences d'un accident nucléaire, y compris les frais de décontamination du site, par une couverture d'assurance de 90 millions d'euros en excédent d'une franchise de 10 millions d'euros faisant appel à la mutuelle nucléaire EMANI, à Axa et Allianz (réassurés par Assuratome), ainsi qu'à Wagram Insurance Company DAC (réassurée par Océane Re) ;
- au Royaume-Uni, la protection est complétée pour les conséquences d'un accident nucléaire, y compris les frais de décontamination du site, par un programme d'assurance d'une capacité totale de 1 510 millions d'euros au-delà d'un montant de 240 millions d'euros fournie par la mutuelle nucléaire EMANI, le *pool* nucléaire britannique NRI et Northcourt qui regroupe des assureurs britanniques spécialisés.

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 du Groupe, tous types de couvertures confondus, s'élève à 248 millions d'euros, en 2018.



3. INFORMATIONS ENVIRONNEMENTALES ET SOCIÉTALES – RESSOURCES HUMAINES

3.1 LES ENGAGEMENTS D'EDF EN MATIÈRE DE DÉVELOPPEMENT DURABLE 150

3.1.1 Comprendre les parties prenantes et l'environnement 150
3.1.2 S'engager en faveur du développement durable 152
3.1.3 La gouvernance du développement durable 153

3.2 LES OBJECTIFS DE RESPONSABILITÉ D'ENTREPRISE D'EDF 158

3.2.1 S'engager en faveur du climat 158
3.2.2 S'engager en faveur du développement humain 161
3.2.3 S'engager en faveur des populations fragiles 166
3.2.4 S'engager pour que chaque client consomme mieux 168
3.2.5 S'engager pour la concertation 172
3.2.6 S'engager en faveur de la biodiversité 174

3.3 AUTRES THÉMATIQUES DE LA POLITIQUE DÉVELOPPEMENT DURABLE 180

3.3.1 Adaptation au changement climatique 180
3.3.2 Optimiser l'utilisation des ressources naturelles et préserver l'environnement 181
3.3.3 Porter une attention particulière aux personnes 188

3.4 AUTRES THÉMATIQUES DU DOMAINE RESSOURCES HUMAINES 195

3.4.1 L'excellence professionnelle, emploi et développement des compétences 195
3.4.2 Réunir les conditions de bien-être : organisation et qualité de vie au travail 199
3.4.3 Rémunération et protection sociale : un employeur attractif 199
3.4.4 Un employeur engagé aux côtés de ses parties prenantes 201

3.5 ÉTHIQUE, CONFORMITÉ, TRANSPARENCE FISCALE 206

3.5.1 Ethique et conformité 206
3.5.2 Transparence fiscale 211

3.6 MÉCÉNAT 213

3.7 NOTATION EXTRA-FINANCIÈRE 214

3.8 ANNEXES ET GRILLES DE CORRESPONDANCES 215

3.8.1 Plan de vigilance 215
3.8.2 Objectifs développement durable de l'ONU 217
3.8.3 Recommandations de la TCFD 219
3.8.4 Matrice de matérialité 221

3.9 DISPOSITIF DE REPORTING ET ÉLÉMENTS MÉTHODOLOGIQUES 223

3.9.1 Dispositif de reporting 223
3.9.2 Éléments méthodologiques sur les données environnementales et sociales 223
3.9.3 Indicateurs 227

3.10 RAPPORT DE L'UN DES COMMISSAIRES AUX COMPTES, DÉSIGNÉ ORGANISME TIERS INDÉPENDANT 233

LE NOUVEAU CONTEXTE DU REPORTING EXTRA-FINANCIER

L'ordonnance 2017-1180 du 19 juillet 2017 et le décret 2017-1265 du 9 août 2017 ont transposé la directive européenne 2014/95/UE modifiant l'article 225 du Code de Commerce qui impose aux entreprises relevant de son champ d'application de reporter sur les informations sociales, environnementales et sociétales dans leur rapport de gestion. EDF entre dans le champ d'application de cette réglementation visant à établir, pour l'année 2018, une déclaration de performance extra-financière (DPEF).

EDF présente son modèle d'affaires au chapitre 1 de ce document et l'analyse de ses principaux risques au chapitre 2, dont les risques prioritaires du domaine RSE. Au présent chapitre 3, EDF décrit la manière dont ces derniers sont couverts par des politiques et des procédures de diligence raisonnables, et mentionne les indicateurs clés de performance dès que cela est pertinent. En outre, le présent chapitre traite des politiques mises en place en regard des enjeux figurant dans la matrice de matérialité, établie en 2017 dans le cadre d'un processus de concertation avec les parties prenantes (pour une description détaillée de cette matrice, voir la section 3.8.4).

Ce chapitre montre comment EDF s'engage en matière de développement durable, s'agissant d'abord de ses six Objectifs de Responsabilité d'Entreprise (*cf.* sections 3.2.1 à 3.2.6), puis au travers d'autres thématiques énoncées par la politique développement durable (*cf.* section 3.3), ou liées au domaine ressources humaines (*cf.* section 3.4). L'éthique, la conformité et la transparence fiscale sont abordés en section 3.5, le mécénat en section 3.6, et la notation extra-financière en section 3.7. Le plan de vigilance d'EDF est développé en section 3.8.1. En outre, la contribution d'EDF aux Objectifs développement durable de l'ONU est cartographiée en section 3.8.2, et la manière dont EDF met en œuvre les recommandations de la TCFD est récapitulée en section 3.8.3.

Les indicateurs clés de performance des politiques du Groupe retenus au titre de la déclaration de performance extra-financière sont repérés dans le texte du document de référence par un identifiant **[*]** et sont récapitulés dans la table de concordance figurant en section 8.5.4.

3.1 LES ENGAGEMENTS D'EDF EN MATIÈRE DE DÉVELOPPEMENT DURABLE

EDF s'engage en matière de développement durable (section 3.1.2) sur la base d'une démarche d'écoute et de compréhension approfondie de ses parties prenantes (section 3.1.1). La mise en œuvre est réalisée dans le cadre d'une gouvernance décrite en section 3.1.3.

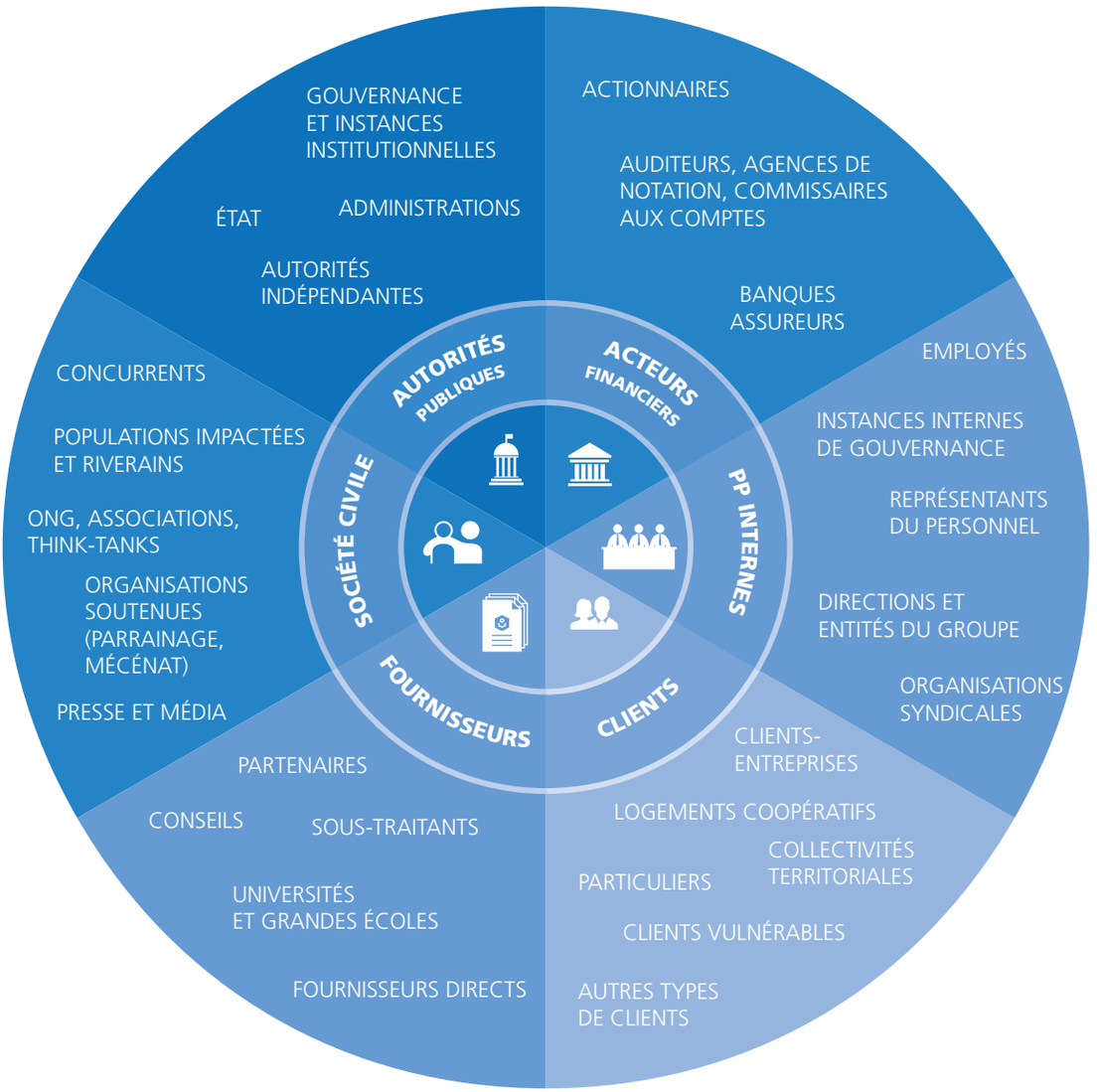
3.1.1 COMPRENDRE LES PARTIES PRENANTES ET L'ENVIRONNEMENT

3.1.1.1 La cartographie des parties prenantes du Groupe

Afin de répondre aux attentes des parties prenantes, EDF a mis en place des outils de dialogue, d'écoute, d'analyse et de suivi : baromètres, partenariats, instances de dialogue, comités de suivi basés sur une cartographie de ses parties prenantes.

L'objectif de cette cartographie est d'aider au bon déploiement de sa politique de développement durable au bénéfice de sa performance. Le dialogue avec les parties prenantes est un des objets entrant dans le champ de compétences du Directeur Exécutif en charge de la Direction Innovation Responsabilité d'Entreprise Stratégie. La cartographie des parties prenantes a été approuvée en Comex et les relations avec les communautés locales entrent dans le champ du contrôle interne. La cartographie fournit aux directions et sociétés du Groupe un cadre d'organisation du dialogue [(1)]. De plus, dans le cadre des certifications ISO 9001 et 140001 V2015, les directions et sociétés du Groupe établissent systématiquement une cartographie de leurs parties prenantes, et définissent les modes de dialogue appropriés.

(1) Accompagné d'un guide d'action des parties prenantes réalisé en 2015 sur la base des principes directeurs du Comité 21.
[*] IND Indicateur clé de performance extra-financière (cf. table de concordance DPEF en section 8.5.4)



3.1.1.2 Les dispositifs d'écoute des parties prenantes

3.1.1.2.1 Les baromètres et les pratiques d'écoute

L'écoute organisée des attentes des parties prenantes est historiquement très développée dans les métiers de la production et de la commercialisation en France, ou encore chez EDF Renouvelables ou EDF Energy.

Les baromètres suivis d'année en année au moyen de questionnaires et de périmètres stables permettent de prendre la mesure de l'évolution des attentes des populations :

- Baromètre des riverains de la production nucléaire, thermique classique, et hydraulique[1] : menées depuis 2009 par des instituts de sondages officiels comme IPSOS, ces études ont pour objectif de mesurer la perception des riverains relative aux ouvrages et à l'énergie. 19 sites de production nucléaire, 6 sites thermiques fossiles, 14 sites hydrauliques et 2 sites nucléaires en déconstruction (Creys-Malville et Brennilis) en 2018. Autour des centrales nucléaires, par exemple, les enquêtes mettent en lumière l'impact positif en matière d'emploi (83 %), d'activité économique (77 %), de commerce (65 %) et d'équipements collectifs (62 %) ;
- Baromètre Développement Durable (BDD) : dispositif de suivi de l'opinion européenne sur les sujets liés à l'environnement, les énergies, le développement durable, diligenté par la R&D. Dans les trois pays enquêtés (France, Allemagne, Grande-Bretagne), le niveau de préoccupation environnementale s'avère en nette augmentation ;
- Baromètre Interne des Perceptions de l'Environnement (BIPE) : sondage réalisé auprès d'un échantillon des salariés d'EDF et d'Enedis [2]. Les questions portent sur : l'environnement, l'énergie, la RSE et les concepts innovants. Les principaux résultats sont présentés en section 3.1.3.3.6 « Formation et sensibilisation au DD - Evolution des perceptions des publics internes et externes » [3].

(1) Ce baromètre a concerné 19 sites de production nucléaire, 6 sites thermiques fossiles, 14 sites hydrauliques et 2 sites nucléaires en déconstruction (Creys-Malville et Brennilis) en 2018.

(2) Enedis est une filiale gérée en toute indépendance.

(3) Outre l'enquête interne « MyEDF », cf. section 3.4 « Autres thématiques du domaine ressources humaines ».

3.1.1.2.2 Les panels de parties prenantes

Depuis plus de vingt ans, le groupe EDF s'appuie sur différents conseils de parties prenantes externes, à l'échelle *corporate*, d'un pays d'implantation ou d'une filiale. Plusieurs panels d'experts apportent aux dirigeants du Groupe leur vision sur les grands sujets qui intéressent EDF.

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 2018, le panel s'est réuni autour des thèmes de la communication responsable et de la déconstruction des centrales nucléaires.

En 2018, le Conseil scientifique d'EDF, présidé par Sébastien Candel, Président de l'Académie des Sciences, s'est réuni à trois reprises. Les thèmes ont concerné les applications de l'hydrogène pour EDF, la physique quantique dans ses applications pour EDF, et les orientations de la recherche et développement d'EDF.

Le Conseil médical d'EDF, présidé par le Professeur André Aurengo, membre de l'Académie de médecine, est un organe de réflexion et de conseil sur des thèmes sanitaires d'actualité en lien avec les activités d'EDF. Les principaux thèmes traités en 2018 ont concerné les champs électromagnétiques, la prévention du risque électrique et la gestion des déchets pathogènes.

En 2017, EDF a créé, en partenariat avec Usbek & Rica, son Conseil des générations futures, un espace de dialogue ouvert et pluraliste pour échanger sur les futurs de l'énergie. Son objectif est de renouveler la manière dont EDF dialogue avec la société, et de stimuler les réflexions sur des grands enjeux d'avenir en libérant la parole et en éclairant les divergences pour nourrir le débat public. Il rassemble quarante collaboratrices et collaborateurs représentant la diversité des métiers et des sociétés du groupe EDF en France (hors RTE et Enedis), et une trentaine de participants externes, reconnus pour leur engagement dans le développement durable, la transition énergétique, l'économie sociale et solidaire, la transformation des organisations et des mentalités. En 2018, ce Conseil a tenu deux audiences : « Peut-on parler sereinement du nucléaire ? » et « Quelles (r) évolutions pour quelles mobilités ? ».

Courant 2018, la Direction du Parc Nucléaire et Thermique (DPNT), en lien avec le pôle Renouvelables, a initié une démarche spécifique visant à écouter les attentes sociétales nouvelles autour des thèmes de l'autonomie énergétique, de l'autoconsommation, de la production décentralisée, et sur la manière dont ces questions interrogent le système électrique actuel bâti autour des notions de solidarité, d'interconnexion et sécurité d'alimentation. Un « Cercle de réflexion » composé d'une dizaine de personnalités d'horizons très divers (associatifs, universitaires, journalistes, économistes) a produit une première analyse. La réflexion est suivie et accompagnée par un groupe de *managers* de l'entreprise, associé tout au long du processus de travail.

En 2018, EDF a mis en place un Comité scientifique de la communication, composé de dix enseignants chercheurs spécialisés dans le domaine de la communication. La première réunion s'est déroulée sur le thème de la communication responsable.

En Grande-Bretagne, EDF Energy dispose d'un Sustainable Business Panel qui conseille le Directeur Général et le Comité exécutif sur les questions de développement durable. Il est composé d'experts internes et externes choisis pour leurs compétences stratégiques et leur expertise en développement durable. Le Sustainable Business Panel se réunit deux fois par an, sous la présidence du Directeur de la Stratégie et des Affaires Publiques d'EDF Energy, avec notamment pour thème en 2018 le marché de l'emploi et des compétences dans une économie décarbonée.

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 d'Enedis. 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. En 2018, deux sujets ont été traités : la responsabilité sociale élargie de l'entreprise et la précarité énergétique.

En 2018, Edison a mis en place un Conseil développement durable. La première réunion a été consacrée à la nouvelle politique et aux objectifs de développement durable. Le Panel a notamment encouragé Edison à poursuivre son action d'innovation inclusive. La seconde réunion a porté sur les modes de vie durables à l'ère de la numérisation. Le Panel est également associé à l'analyse des enjeux extra-financiers d'Edison.

3.1.1.3 La participation à des *think tanks* et associations d'entreprises au niveau international

EDF se nourrit des réflexions et des recherches les plus en pointe sur le développement durable à travers des think tanks et différents instituts de recherche. L'objectif est d'échanger sur les meilleures pratiques et aussi d'enrichir la qualité des débats à destination des décideurs publics lors des manifestations telles que les négociations climatiques (COP).

Parmi les think tanks, on compte l'I4CE [(1)] ou l'Iddri [(2)], avec lesquels EDF a travaillé en 2018 sur la neutralité carbone. EDF a également contribué, au sein de EpE [(3)] à une étude globale sur la neutralité carbone de la France en 2050.

EDF s'appuie sur les travaux du SDSN [(4)], vaste réseau de chercheurs et d'universitaires initiés par le Secrétaire Général des Nations Unies. Dans ce cadre, en 2018, EDF a notamment soutenu le Pacte mondial pour l'environnement visant à harmoniser les standards environnementaux à l'échelle planétaire.

EDF participe à plusieurs organisations rassemblant des entreprises et qui agissent dans le domaine de l'environnement comme par exemple le Global Compact des Nations Unies et EpE. En 2018, un rapport sur le prix du carbone et un rapport sur la décarbonation de l'économie ont été soutenus avec le WBCSD [(5)].

Ces participations permettent à EDF de nourrir des stratégies qui concilient développement durable et business, à l'instar de l'initiative Electric Vehicle 100, EV100, de Climate Group, où EDF s'engage à convertir sa flotte en véhicules électriques d'ici 2030 et à devenir un acteur incontournable de la mobilité électrique propre dans les années à venir (*cf.* section 3.2.4.5 « Mobilité électrique »).

3.1.2 S'ENGAGER EN FAVEUR DU DÉVELOPPEMENT DURABLE

3.1.2.1 Les Objectifs de Responsabilité d'Entreprise et la politique Développement durable

Les Objectifs de Responsabilité d'Entreprise (ORE) annoncés par le Groupe lors de l'Assemblée générale du 12 mai 2016 traduisent l'engagement du Groupe dans sa transformation stratégique en résonnance aux 17 objectifs de développement durable de l'ONU ; en effet, si ces derniers ne s'adressent pas directement aux entreprises, ils ne sauraient être atteints sans leur contribution active.

Ces ORE ambitieux fixent une feuille de route pour les métiers et filiales du groupe pour réussir CAP 2030 ; six thèmes majeurs ont été retenus. Trois d'entre eux sont liés à l'environnement et aux ressources naturelles : le climat, la biodiversité, et l'efficacité énergétique, Deux autres permettent de conforter l'engagement sociétal d'EDF, au travers de l'accompagnement des populations les plus fragiles et de la mise en place systématique de démarches de concertation autour des nouveaux 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.

(1) Intitute For Climate Economics.
(2) Institut du développement durable et des relations internationales.
(3) Association Française des Entreprises pour l'Environnement.
(4) Sustainable Development Solutions Network.
(5) World Business Council on Sustainable Development.

Ces objectifs sont intégrés dans la politique de développement durable du Groupe destinée à préciser toutes les exigences du Groupe en termes de développement durable [1].

3.1.2.2 Intégration des Objectifs de Responsabilité d'Entreprise dans le processus stratégique du Groupe et le *screening* des projets

Les six Objectifs de Responsabilité d'Entreprise (ORE) traduisent des engagements à long terme (2030), dont l'exigence de mise en œuvre est déclinée dans les lettres de cadrage précisant la contribution attendue de chacune des entités et filiales du Groupe à la réussite de l'ambition commune. Le dispositif de pilotage de ces engagements est intégré à la boucle stratégique du Groupe. Les revues de performance annuelles permettent de suivre et contrôler leur réalisation effective par les entités et filiales.

De même, les projets et investissements soumis à l'approbation du Comité des engagements du Comité exécutif du Groupe [2] (CECEG) font l'objet d'un avis spécifique de la Direction du Développement Durable élaboré à partir d'une grille de criblage traduisant en termes opérationnels les enjeux des six Objectifs de Responsabilité d'Entreprise. Lorsque nécessaire, la Direction du Développement Durable procède à ou organise des due diligences spécifiques à ces enjeux.

3.1.3 LA GOUVERNANCE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE



3.1.3.1 La gouvernance

La Responsabilité d'entreprise est au cœur de la stratégie du groupe EDF. L'un des comités du Conseil d'administration, le Comité gouvernance et responsabilité d'entreprise a pour mission de suivre les sujets liés à la responsabilité d'entreprise, dont les questions liées au changement climatique, leurs conséquences sur le groupe EDF.

Lors du séminaire stratégique du Conseil d'administration de septembre 2018, l'approche de responsabilité d'entreprise a été débattue : suivi de la mise en œuvre des 6 Objectifs de Responsabilité d'Entreprise, déploiement de la politique Développement Durable Groupe, innovations financières et sociales au service de la transition énergétique.

Le suivi et la mise en œuvre de l'engagement de réduction des émissions directes de CO_2, annoncé à l'Assemblée générale des actionnaires du 12 mai 2018, a été présenté devant le Comité gouvernance et responsabilité d'entreprise du 29 novembre 2018 (*cf.* section 4.2 « Composition et fonctionnement du Conseil d'administration »).

3.1.3.2 L'organisation

La Direction Développement Durable (DDD) est rattachée au Directeur Innovation Responsabilité d'Entreprise et Stratégie (DIRES), membre du Comité exécutif.

- Elle contribue à la transformation stratégique du Groupe en accompagnant métiers et projets dans la prise en compte concrète des enjeux (opportunités et risques) environnementaux et sociaux, dans les choix et les gestes professionnels, grâce en particulier à l'intégration des six Objectifs de Responsabilité d'Entreprise dans le cadrage stratégique des entités opérationnelles et dans le processus de criblage des nouveaux projets sous l'angle du développement durable [3]. Elle est notamment chargée du suivi de l'objectif de réduction des émissions directes de GES « scope 1 »[4] du Groupe en dessous de 30 Mt en 2030.
- Elle contribue à renforcer et rendre visible la performance non-financière du Groupe, c'est-à-dire à garantir la qualité des données tout en tenant compte des attentes de nos parties prenantes (investisseurs, clients, agences, ONG), et à rendre visible la contribution du Groupe à la transition énergétique.
- Elle anime le développement durable dans le groupe : animation corporate des métiers et des filiales au sein du SDC [5] (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.
- Elle regroupe et anime les expertises nécessaires à la prise en compte des enjeux de développement durable et tout particulièrement à la mise en œuvre des Objectifs de Responsabilité d'Entreprise. Pour cela, elle s'appuie, au-delà des compétences internes à la DDD ou au groupe EDF, sur des partenariats avec des institutions, des think tanks ou des ONG.

En décembre 2018, a été créé le Comité stratégique responsabilité sociale d'entreprise afin de coordonner au mieux l'ensemble des enjeux de RSE portés par les différentes entités du Groupe et d'en assurer un pilotage stratégique. Le Comité stratégique responsabilité sociale, notamment composé du Directeur Exécutif Ressources humaines, du Directeur Exécutif Finance et du Secrétaire Général du Groupe, est présidé par le Directeur Exécutif Innovation Responsabilité d'Entreprise Stratégie. Le Comité stratégique RSE ne se substitue pas aux instances existantes. Il rend compte de ses activités au Comité exécutif au moins une fois par an et se tient à la disposition du Conseil d'administration auquel il transmet les comptes-rendus de ses séances.

3.1.3.3 Les leviers de transformation

3.1.3.3.1 Une organisation de la veille

Les politiques environnementales et énergétiques nécessitent qu'EDF soit capable de les anticiper, d'en saisir les opportunités mais également prenne les mesures nécessaires suffisamment en amont. Ce dispositif est au service de 3 enjeux fondamentaux pour le Groupe :

- un enjeu de conformité réglementaire pour garantir la capacité d'EDF à démontrer la prise en compte des réglementations de toute nature ;
- un enjeu business concernant l'impact des différents textes réglementaires sur la création de valeur ;
- 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.

La Direction Développement Durable anime un dispositif de veille anticipative afin de mobiliser et de coordonner au mieux les ressources internes. Le dispositif de veille vise à :

- renforcer la détection et la qualification des risques et opportunités ;
- faciliter le partage entre métiers, directions géographiques et sociétés du Groupe sur les enjeux transverses pour davantage de synergies ;
- améliorer la visibilité des dirigeants sur les risques et opportunités ;
- contribuer à accroitre 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 » : eau, déchets et sols, air, biodiversité, risques industriels, efficacité énergétique, précarité énergétique, santé, changement climatique. Chaque réseau est composé d'une quinzaine de membres issus des différents métiers du Groupe et se réunit chaque trimestre pour partager une vision globale. 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) Cf. section 3.3 « Autres thématiques de la politique développement durable ».

(2) Sont concernés les nouveaux projets de plus de 50 millions d'euros, ayant un impact significatif sur les territoires et l'environnement. En 2030, le Groupe envisage de porter ce seuil financier à 30 millions d'euros.

(3) Cf. section 3.1.2.2 « Intégration des Objectifs de Responsabilité d'Entreprise dans le processus stratégique du Groupe et le criblage des projets ».

(4) Cf. section 3.9.2.2 « Précisions sur les données environnementales » pour la définition du « scope 1 ».

(5) En 2018, le SDC s'est réuni à cinq reprises et a par exemple examiné la trajectoire carbone, l'agenda biodiversité, l'organisation du reporting extra-financier et effectué la revue du Système de Management Environnemental du Groupe.

3.1.3.3.2 Un pilotage des risques environnementaux

Le groupe EDF, conscient des impacts potentiels de ses activités sur l'environnement, 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 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 [(1)] des risques 2018 conforte l'analyse des risques et ne souligne pas de nouveaux risques environnementaux. À fin 2018, avec la cession du terminal méthanier de Dunkerque et l'acquisition de Framatome, le Groupe compte 9 sites SEVESO seuil haut et 38 sites seuil bas [(2)].

En 2018, 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 ;
- un programme de formation du personnel et de sensibilisation de toutes les parties impliquées, intégrant le retour d'expérience des crises vécues et des exercices ;
- 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 (*cf.* section 2.2.2.1.2 « La gestion de crise et 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 (cancérigènes, mutagènes et repro-toxiques) ou considérées comme extrêmement préoccupantes. Dans le prolongement des études des années antérieures, des substitutions sont désormais mises en œuvre : huiles éco-acceptables à la production hydraulique, fluide de commande des turbines de centrales thermiques et nucléaires en France et au Royaume-Uni, vernis et peintures (Direction Industrielle, Direction immobilier et Citelum en Italie), etc. Dans le cadre d'un projet de R&D, des actions visent à identifier et évaluer des technologies matures et innovantes de traitement des effluents liquides permettant de réduire les produits chimiques nocifs (bore, hydrazine, ammoniaque, C14, H3, nitrates, AOX, CRT, Cu/Zn, etc.).

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 2018, il n'y a pas eu d'événement environnemental à enjeu [(3)]. Quelques incidents, sans impact environnemental ou sanitaire majeur, ont principalement concerné des fuites ou déversements d'hydrocarbures ou de produits chimiques. Ils ont été maîtrisés selon les procédures d'urgence en vigueur et ont permis de limiter fortement leur impact sur l'environnement naturel. Quelques événements sont cependant à signaler : la présence de retombées de poussières jaunes à proximité de la centrale à cycle combiné gaz de Bouchain (France) sans certitude sur le lien avec les émissions au démarrage, la mort de quelques rapaces sur des parcs éoliens en France et au Mexique. Par ailleurs, la période de canicule et de sécheresse a créé des conditions défavorables à la vie piscicole et une gestion de l'eau difficile notamment à sur la basse vallée de l'Ain et sur l'étang de Berre.

Certains des événements environnementaux peuvent être suivis de contentieux issus de plaintes déposées par des ONG ou associations, de mises en demeure des autorités de régulation nationales (ASN, préfecture, etc.) ou de litiges relatifs à des opérations foncières. En 2018, le montant des pénalités prononcées à l'encontre d'EDF en France s'est élevé à environ 1,94 million d'euros. Il est composé de deux types de pénalités : une condamnation relative à un événement industriel sur le site de Bugey en 2013 (5 000 euros de dommages et intérêts), et deux contentieux arrivés à leur terme et relatifs à des opérations de ventes de terrain assorties de travaux d'assainissement des sols. Il s'agit d'une vente d'un terrain à Perpignan en 2010 et d'une autre vente à Saint-Malo en 2007 (terrain d'une ancienne usine à gaz).

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 version 2015 sur un périmètre représentant la quasi-totalité du chiffre d'affaires consolidé d'EDF et de ses filiales (hors Enedis) et participations [(4)]. En 2018 de nouvelles filiales ont rejoint le périmètre de certification du Groupe (Electricité de Strasbourg Services Energétiques, et Electricité de Strasbourg Réseaux, IFOPSE). Deux filiales ne sont pas certifiées mais disposent de systèmes de *management* de l'environnement et participent à l'animation du SME.

En 2018, et dans le cadre de l'amélioration continue du SME, le certificateur Afnor a tenu à souligner l'intégration toujours plus forte du développement durable au cœur de la stratégie du Groupe, ainsi que les efforts déployés pour outiller et simplifier la démarche (à l'image par exemple de la mise en place opérationnelle de l'outil HSE sur la veille de conformité réglementaire).

(1) Cf. section 2.2.2.1.1 « La cartographie des risques et le rapport de maîtrise des risques et des activités ».

(2) Seuil haut et seuil bas : les établissements industriels sont classés « Seveso » selon leur aléa technologique 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) 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.

(4) Cf. résultats indicateurs environnementaux.

Les différentes actions menés en 2018 par les directions et sociétés du Groupe sont précisées dans les chapitres suivants relatifs à la mise en œuvre des Objectifs de Responsabilité d'Entreprise et de la politique de Développement Durable notamment en matière de réduction de l'empreinte carbone, d'amélioration des performances environnementales (dont la maîtrise des rejets et la valorisation des déchets) et de préservation des ressources naturelles et la biodiversité autour des aménagements industriels.

3.1.3.3.3 Un apport d'expertises *via* des partenariats développement durable

Les partenariats constituent un levier important pour mettre en œuvre les Objectifs de Responsabilité d'Entreprise sur quatre champs particulièrement : la biodiversité, la transition énergétique, les populations vulnérables et la précarité énergétique, la concertation.

Sur ces thématiques, les partenariats apportent une expertise essentielle aux différents métiers et sociétés du Groupe sur des questions évolutives, et permettent d'engager ou de fluidifier des dialogues avec les parties prenantes, au niveau national comme au niveau local.

- En matière de biodiversité, le Groupe s'appuie en France sur des partenariats nationaux construits dans la durée 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, Société française d'étude et de protection des mammifères (SFEPM). Ces partenariats portent notamment sur le terrain sur la réalisation des inventaires, l'évaluation et la gestion du patrimoine foncier d'EDF, l'échange en amont de nouveaux projets.
- Au total, plus de cent partenariats sont noués par les métiers 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 (Irstea) et l'Institut français de recherche pour l'exploitation de la mer (Ifremer).
- 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 (1 convention cadre et près de 50 conventions en local avec les fédérations départementales).
- Des séminaires avec les principaux partenaires permettent d'entretenir une dynamique collective au service de la démarche biodiversité d'EDF ; par exemple en 2018 autour de la rédaction de la feuille de route biodiversité d'EDF (*cf.* chapitre 3.6 « S'engager en faveur de la biodiversité »).
- 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.
- Sur le climat et la transition écologique et solidaire au sens large, le partenariat noué avec l'Iddri (l'Institut du développement durable et des relations internationales) permet à EDF d'engager des échanges sur des sujets à enjeu, de développer son expertise et de détecter les sujets émergents.
- L'accompagnement des populations fragiles dans la transition énergétique constitue l'un des axes de partenariat d'EDF, tout particulièrement avec le secteur de l'économie sociale et solidaire et de l'entrepreneuriat social. EDF a ainsi récemment initié un partenariat avec ASHOKA France, l'un des pionniers et des acteurs majeurs de l'entrepreneuriat social décrit au chapitre 3.34 « L'innovation sociale ») ;

En matière de dialogue et de concertation menée au sein des territoires, des partenariats se poursuivent avec le Conservatoire du littoral sur la dimension « accompagnement des territoires » et avec l'Ecole nationale supérieure de paysage (ENSP) pour que les directions opérationnelles d'EDF intègrent davantage la dimension paysage dans leurs activités. Ainsi, dans le cadre du partenariat avec l'ENSP, un atelier pédagogique régional « APR Brennilis » a été organisé sur la requalification de la centrale sur son territoire.

EDF tisse divers partenariats avec des acteurs nationaux tels que syndics de copropriété pour les rénovations, collectivités pour la ville, ou éco-maires ou s'agissant du livre blanc bas carbone. La dimension territoire est également portée au niveau national, par exemple par des métiers comme l'hydraulique sur des actions de sensibilisation à la sûreté/sécurité autour des ouvrages et les lâchers d'eau, ou encore avec l'association Sites et Cités Remarquables pour l'appui à la mise en valeur de notre patrimoine industriel. Enfin, de nombreux partenariats locaux sont noués dans le cadre du dialogue de proximité avec les acteurs des territoires.

3.1.3.3.4 Des moyens de R&D au service du développement durable

En matière de développement durable, l'activité R&D d'EDF vise aussi sur le plan environnemental 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, de maîtrise des interactions entre installations et biodiversité, de réduction des prélèvements dans la logique de l'économie circulaire. Sur le plan sociétal, des actions sont également menées en matière d'outils de dialogue et de méthodes de concertation.

En France, EDF consacre 100,2 millions d'euros, soit 20 % de son budget R&D à la protection de l'environnement. Au niveau du Groupe, les dépenses totales en R&D montent à 711 millions d'euros, répartis entre EDF et sept filiales, dont trois à l'international (voir section 1.6.1 « Organisation de la R&D et chiffres clés »).

Pour diverses illustrations de l'engagement de la R&D d'EDF sur les grands enjeux de développement durable, voir les sections 3.2.1 (ORE n° 1), 3.2.3 (ORE n° 3), 3.2.4 (ORE n° 4), 3.2.5 (ORE n° 5) et 3.2.6 (ORE n° 6), ainsi que les sections adaptation au changement climatique et ressources naturelles en section 3.3 « Autres thématiques de la politique développement durable ».

3.1.3.3.5 Formation et sensibilisation au développement durable



Les enjeux sociétaux, environnementaux et climatiques liés à la production d'électricité sont complexes et restent insuffisamment connus des différentes parties prenantes du groupe. EDF a priorisé ses actions de formation et de sensibilisation au développement durable sur deux thématiques :

- faire comprendre la transformation des différents métiers du Groupe en relation avec le développement durable et les six Objectifs de Responsabilité d'Entreprise (ORE) intégrés au Plan stratégique de communication d'EDF pour les années 2018 – 2020 : lutte contre le changement climatique, développement humain, efficacité énergétique, précarité énergétique, dialogue et concertation, biodiversité ;
- rendre visible la contribution d'EDF à la transition énergétique des territoires, en tenant compte des dimensions de solidarité.

En direction des publics internes

Formation

En 2018, pour la première fois, le document qui fixe pour trois ans les « Orientations de Formation d'Entreprise » intègre un chapitre spécifique dédié à la contribution d'EDF à la transition énergétique, établi avec la Direction du développement durable.

Des enjeux et priorités métiers ont été définis pour renforcer les compétences et l'expertise des salariés aux aspects environnementaux, notamment au regard des exigences réglementaires et normatives. Des formations sont prescrites et intégrées dans les cursus « métier » et parcours d'intégration des nouveaux arrivants. À la Direction Commerce et au sein des filiales (Dalkia, Citelum etc.), fédérées au sein d'une Académie des Services énergétiques Groupe depuis 2016, ces formations portent principalement sur l'efficacité énergétique.

À destination de tous, des formations transverses liées aux Objectifs de Responsabilité d'Entreprise sont déployées, d'une part en vue de mieux prendre en compte la biodiversité dans les projets (96 salariés formés en 2018), et d'autre part en vue d'améliorer le dialogue avec les parties prenantes (269 salariés formés en 2018, soit 3 451 heures de formation, en hausse de 85 % par rapport à 2017). Certaines de ces formations sont décentralisées en région, dans le cadre de démarches d'ancrage territorial.

Dans le cadre du dispositif « Parlons énergies » déployé sur le premier semestre de 2018, ce sont près de 200 salariés, dont 160 dialogueurs qui ont été formés aux méthodes d'écoute et de dialogue, compétences transférables au dialogue avec les parties prenantes externes.

	2018
En nombre de salariés formés	
Formation DD	2 481
Dont environnement	*2 133*
En nombre d'heures	
Formation DD	26 174
Dont environnement	*22 415*

Sensibilisation

Pour sensibiliser les salariés du Groupe aux sujets prioritaires en matière de développement durable et de responsabilité d'entreprise, des actions de communication sont déployées au travers de différents supports du Groupe, et notamment dans sa communauté développement durable.

Depuis sa création en 2012, cette communauté informe et sensibilise les salariés aux thématiques clés liées à la transition énergétique et aux ORE. Accessible à l'ensemble des salariés du Groupe, elle a enregistré depuis son ouverture plus de 1 000 articles (textes/vidéos publiés), 265 000 visites, 590 000 pages vues, pour une durée moyenne de lecture par visiteur de l'ordre de 5 minutes.

Les sujets évoqués concernent tant l'actualité externe (PPE, COP 24, loi de transition énergétique, etc.), que les actions développées par le Groupe (solutions bas carbone, réduction des émissions de CO_2, lutte contre la précarité énergétique etc.) *via* différents supports : articles, vidéos, infographies. En 2018, le dispositif intègre des dessins humoristiques mensuels pour marquer les esprits. La communauté permet également de relayer les événements auxquels les métiers et sociétés du Groupe prennent part chaque année en soutien de la politique DD, tels que la Fête de la Nature ou la Semaine européenne de réduction des déchets.

Les sociétés et métiers du Groupe sensibilisent leurs salariés au développement durable. Dalkia a réalisé et diffusé une pièce de théâtre sur les enjeux du DD ; EDF Renouvelables anime un programme sur l'éco-responsabilité, avec des appels à idées internes, afin de mobiliser les salariés autour des « éco-gestes » au bureau ; EDF China communique plusieurs fois par an sur son empreinte carbone et organise pour ses salariés des activités en lien avec le développement durable ; au Laos, le CEO de NTPC réunit tous les 4 mois l'ensemble de ses salariés pour partager avec eux toutes les informations relatives au développement durable ; EDF Luminus, par l'intermédiaire de son initiative « Clim action », partage des bonnes pratiques avec ses salariés pour réduire au quotidien leur empreinte carbone.

En direction des publics externes

La communication vise le grand public, les leaders d'opinion et les publics jeunes ; elle a priorisé les Objectifs de Responsabilité d'Entreprise, et plus particulièrement la lutte contre le changement climatique. L'année 2018 est marquée par l'engagement d'EDF en matière de communication responsable.

Communication responsable

En 2018, la Direction de la Communication du Groupe s'est engagée dans le nouveau programme FAIRe proposé par l'Union des annonceurs (UDA), faisant ainsi d'EDF une des trente entreprises pionnières en matière de communication responsable. Ce programme ambitieux regroupe 15 engagements répartis en 5 thématiques :

- l'élaboration responsable des messages ;
- l'éco-socio-conception des supports de communication ;
- la diffusion maitrisée des communications ;
- la prise en compte de l'ensemble de ses publics ;
- les relations responsables avec les partenaires.

L'engagement d'EDF se matérialise d'abord par la rédaction d'un « Code EDF de la communication responsable ». Rédigé en collaboration avec des parties prenantes internes et externes (Conseil développement durable, ONG), il est composé de 50 engagements, structurés autour de 12 chapitres parmi lesquels : le respect de la dignité humaine et de ses publics ; une communication claire et responsable ; une communication environnementale respectueuse ; des relations avec des fournisseurs responsables engagés dans des démarches RSE ; une communication tournée vers l'écoute et la concertation ; une communication digitale irréprochable.

Des formations à la « Communication responsable » ont été déployées en interne à destination de la filière communication et du *management*.

À destination du grand public

EDF a poursuivi sa communication sur les enjeux du changement climatique et les solutions que l'entreprise met en œuvre avec ses filiales pour décarboner l'économie, *via* Internet et les réseaux sociaux (vidéos sur site edf. fr, conseils efficacité énergétique sur comptes Facebook et Twitter EDF, communication événementielle sur l'autoconsommation etc.). En 2018, sa marque Sowee a lancé sur Internet le « Blog Sowee », ouvert à tous, qui apporte des recommandations concrètes pour réduire les consommations et les émissions de CO_2, et notamment celles liées au chauffage.

Parce que le sujet de la biodiversité concerne tous ses sites de production, EDF est partenaire de la Fête de la Nature, une opération nationale soutenue par le ministère de la Transition écologique et solidaire. 31 sites d'EDF ont participé à cette 12e édition sur la thématique « Voir l'invisible », avec une mobilisation notable de la Corse, de la Réunion, de la Guyane, de la Guadeloupe et de la Martinique, lieux importants de la biodiversité française. Les 80 manifestations proposées par EDF ont permis de sensibiliser quelque 4 800 visiteurs.

L'édition 2018 des « Journées de l'industrie électrique EDF », créées en 2011, a accueilli plus de 20 000 visiteurs et proposé au grand public des parcours bas carbone, combinant par exemple la visite d'un site hydraulique avec une ferme éolienne ou d'une centrale nucléaire avec un parc photovoltaïque, ainsi que des animations autour de la mobilité électrique. Une centaine de sites nucléaires, thermiques et hydrauliques français a maintenu l'ouverture des installations aux publics riverains et scolaires : 400 000 visites en 2018, intégrant systématiquement une conférence pédagogique sur leur fonctionnement et leurs impacts environnementaux.

Pour les leaders d'opinion

À l'automne 2018, EDF a réalisé une opération d'envergure, « Les Electric Days » (plus de 9 000 visiteurs - collectivités locales, clients, partenaires, ONG, publics jeunes, medias) qui a présenté les innovations sur lesquelles travaille le Groupe autour de quatre thématiques : « low carbone », « smart home », « smart city », « smart factory ». Une dizaine de conférences sur les sujets portés par les ORE du Groupe ont rythmé les trois jours de l'opération : aide aux populations fragiles, accès à l'énergie décarbonée dans les pays en développement, essor des opérations de finance verte et notamment des « green bonds », nouveaux services climatiques de R&D pour mieux intégrer les énergies renouvelables dans les réseaux, prise en compte de la diversité dans les métiers du secteur électrique, etc.

Le Groupe a poursuivi le cycle de ses « Rencontres Climat Énergie » engagé à l'occasion de la COP21, où des experts nationaux et internationaux viennent partager auprès de publics très ciblés (grandes entreprises, collectivités locales, représentants d'administration et d'ONG etc.) leur approche des enjeux climatiques et de la transition énergétique. EDF a ainsi organisé en 2018 trois conférences et un débat avec Jean Jouzel, climatologue et Pierre Larrouturou, économiste (« Pour éviter le chaos climatique et financier »), Benoît Leguet, Directeur de I4CE, un think tank sur le financement de la transition énergétique (« Transition énergétique : la finance s'engage ! ») et le Pr. Jeffrey Sachs, économiste à Columbia University (« La mise en œuvre de l'Accord de Paris, trois ans après la COP21 »). Le débat organisé dans le cadre d'un partenariat avec le Théâtre du Rond-Point a regroupé un public plus large, ouvert aux abonnés du théâtre. Il portait sur la Neutralité Carbone à l'horizon 2050.

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 poursuivi son *Better Plan for a sustainable and responsible energy business* lancé *en 2017*. 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*).

Pour les publics jeunes

Susciter l'intérêt pour la culture scientifique, technique et industrielle, aider à mieux comprendre l'électricité et sensibiliser aux enjeux du changement climatique constituent trois objectifs prioritaires d'EDF en direction des publics jeunes. Dans le cadre d'une convention signée en 2002 avec le ministère de l'Education nationale, l'entreprise propose aux écoles primaires, collèges et lycées des conférences gratuites sur l'électricité et le développement durable. En 2018, plus de 100 000 élèves ont bénéficié de ces conférences. En complément, l'entreprise met des ressources pédagogiques à la disposition des jeunes et des enseignants sur son site Internet edf. fr/energie-a-z (plus de 600 000 visiteurs uniques en 2018). Afin de s'adresser aux jeunes de 15-25 ans, EDF noue de nouveaux partenariats avec des médiateurs scientifiques 2.0. Ainsi, en 2018, la vidéo pédagogique sur l'énergie nucléaire, publiée par le youtubeur Dr Nozman, a généré 700 000 vues. Dans les départements et collectivités d'Outre-Mer, ainsi qu'en PACA et en Bretagne, EDF a renouvelé son partenariat engagé en 2016 avec les rectorats et des associations pédagogiques sur le programme Watty à l'école «. Des salariés de l'entreprise et des associations locales interviennent dans les écoles primaires et collèges pour sensibiliser 150 000 enfants chaque année aux économies d'eau et d'énergies.

Evolution des perceptions des publics internes et externes

Le Groupe mesure la perception de la dimension développement durable et son évolution dans la durée par un baromètre annuel auprès d'environ 3 400 salariés d'EDF et Enedis [(1)]. En termes de connaissances et de sensibilisation aux notions environnementales, au moins 80 % des interrogés disent avoir déjà entendu parler de développement durable, d'énergie verte ou de charte éthique, et près d'un salarié sur cinq déclare avoir suivi une formation sur l'environnement ou le développement durable au cours des trois dernières années. Dans le cadre de leur travail, 65 % d'entre eux déclarent avoir déjà entendu parler d'engagements de responsabilité d'entreprise (stable) ; 59 % considèrent que l'environnement est une priorité dans leur unité, et 38 % (en léger recul) déclarent connaître la politique environnementale de celle-ci.

Les résultats du baromètre 2018 prolongent des tendances de fond observées depuis 2010 : une préoccupation très forte à l'égard du changement climatique, jugé même « très préoccupant » par 64 % des salariés (65 % en 2017 ; 45 % en 2010), et de plus en plus identifié comme la conséquence de l'activité humaine (à 78 % stable par rapport à 2017). 97 % des salariés estiment que le changement climatique est en marche, et 85 % pensent aussi que la lutte contre le changement climatique est possible (stagnation). La quasi-totalité des salariés se déclare favorable à l'utilisation des renouvelables (de 89 % pour l'éolien à 96 % pour l'hydraulique, stable), mais également au nucléaire (77 % ; stable). En hausse d'un point, ils sont 86 % à attendre des fournisseurs d'énergie qu'ils favorisent les économies d'énergie ; et 31 % à estimer que ces fournisseurs doivent aussi lutter contre la pauvreté (stable depuis cinq ans). L'économie circulaire reste une notion peu comprise par les salariés (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 14 000 *e-learning* en 2018) ;
- 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 2018), 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 15 % en 2018), portant chacun sur 10 % de l'intéressement global.

Pour ce qui est des publics externes, le Groupe mesure l'évolution des perceptions sur les thèmes du développement durable *via* plusieurs baromètres, qui constituent un outil d'aide à la décision de ses actions de sensibilisation. Les principaux résultats 2018 révèlent que pour 57 % des Français EDF se préoccupe de l'environnement ; pour 20 % l'entreprise produit de l'énergie avec peu d'émissions de CO_2 associées (item stable par rapport à l'an dernier, le public faisant encore difficilement le lien entre production nucléaire et absence d'émission de GES) ; pour 29 % (en baisse de 3 points) l'entreprise agit en faveur de la transition écologique et propose des solutions énergétiques nouvelles. Sur la question du cap énergétique du pays, 67 % des Français font confiance à EDF pour développer significativement les énergies renouvelables (+ 4 points) et 58 % pensent que l'entreprise prépare bien l'avenir en matière énergétique (+ 4 points).

(1) Cf. section 3.1.1.2.1 « Les baromètres et les pratiques d'écoute ».

3.2 LES OBJECTIFS DE RESPONSABILITÉ D'ENTREPRISE D'EDF

3.2.1 S'ENGAGER EN FAVEUR DU CLIMAT



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. Il déploie une stratégie de lutte contre le changement climatique, qui comprend une stratégie d'adaptation aux effets physiques du changement climatique ainsi qu'une stratégie de décarbonation, avec un objectif aligné avec la science et avec une gouvernance approprié.

3.2.1.1 L'ambition du groupe EDF (ORE n° 1)

Le groupe EDF est un des premiers électriciens mondiaux non seulement en termes de capacités nettes installées et de production d'électricité, mais aussi en termes de performance carbone avec une intensité carbone très basse de 57 gCO_2/kWh [(1)], ce qui en fait un leader incontesté du secteur, dont les émissions moyennes mondiales se maintiennent autour de 490 g/kWh [(2)].

L'ambition du groupe EDF consiste à aller au-delà de la trajectoire 2 °C en limitant les émissions directes de CO_2 du Groupe à 30 Mt en 2030 (ORE n°1). En 2018, l'indicateur s'élève à 35,5 Mt [(3)]. Lors de l'Assemblée générale des actionnaires de mai 2018, le PDG d'EDF a annoncé un engagement plus précis : le groupe s'engage à réduire ses émissions directes de gaz à effet de serre en dessous de 30 Mt en 2030, tout en s'inscrivant dans l'ambition de neutralité carbone en 2050.

Cet objectif s'appuie sur les méthodologies développées au sein de l'initiative « Science Based Targets » afin d'estimer les contributions sectorielles à l'objectif 2 °C ; l'année 2015, correspondant à la signature de l'accord de Paris et au lancement de la stratégie Cap 2030 est l'année de référence de cet objectif qui participe à 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 groupe EDF dispose d'un mix de production bas carbone combinant production renouvelable et nucléaire. Pour maintenir sa position de leader en production d'électricité bas carbone et atteindre son objectif de réduction de ses émissions directes de GES, le groupe EDF dispose de deux leviers principaux : la réduction des émissions de CO_2 de son portefeuille d'actifs de production et des décisions d'investissements pertinentes.

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 [(4)], d'intégration des énergies renouvelables intermittentes, ainsi que des travaux concernant les systèmes électriques intelligents.

3.2.1.2 Une transparence renforcée : la Task Force on Climate Related Disclosures - TCFD

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.

Afin d'accroître encore la transparence en matière climatique, EDF s'engage sur un processus d'alignement complet de ses déclarations de risques financiers liés au changement climatique par rapport aux 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. Dans ce contexte, ce chapitre est organisé suivant le plan des recommandations de la TCFD.

Un tableau de correspondances pour une lecture de ce document de référence sous l'angle des recommandations de la TCFD est disponible en section 3.8.3 « Grille de correspondance TCFD ».

3.2.1.2.1 Risques, opportunités et impacts du changement climatique sur EDF

La production d'énergie représente aujourd'hui environ 60 % des émissions mondiales de gaz à effet de serre d'origine anthropique, dont 40 % [(5)] sont liées à la production d'électricité et chaleur. À lui seul le secteur de production d'électricité et chaleur produit 25 % des émissions de CO_2 d'origine anthropique (GIEC, AR5). En France, la performance carbone du groupe EDF lui confère un avantage, même si, en raison de sa taille, le Groupe reste un émetteur important de carbone au périmètre mondial.

La décarbonation de la production d'électricité est reconnue comme constituant un vecteur efficace de réduction des émissions de CO_2 ; dans le même temps, un consensus s'est formé sur des perspectives de croissance très forte de la demande d'électricité mondiale (presque 80 % d'ici à 2050).

(1) Emissions directes, hors analyse du cycle de vie des moyens de production et des combustibles.
(2) Donnée la plus à jour : CO_2 Emissions From Fuel Combustion, International Energy Agency, 2018 (chiffres 2016).
(3) Cf. section 3.9.3.1 « Indicateurs Groupe de la politique Développement Durable et ORE ».
(4) Cf. section 3.2.2.4.2 « Optimisation des performances environnementales et modernisation du parc thermique ».
(5) CO_2 Emissions From Fuel Combustion, International Energy Agency, 2018 (chiffres 2016).

Le groupe EDF doit anticiper des évolutions majeures :

- évolutions réglementaires [1] : en France, le projet de PPE [2] ou les budgets carbone de la Stratégie Nationale Bas Carbone ; au Royaume-Uni les Climate Change Act, UK Environmental Permitting Regulations (EPR), Carbon Reduction Commitment Energy Efficiency scheme ou Energy Efficiency Opportunities Scheme (ESOS) ; pour l'Union européenne, le Paquet Énergie-Climat 2020 ou le Paquet Énergie propre 2030 ;
- réforme de l'EU ETS qui impacte les prix du CO_2 ; les évolutions réglementaires tendant à la hausse des prix du CO_2 représentent une opportunité pour EDF, susceptible d'accroître la rentabilité de l'outil de production du Groupe, très majoritairement décarboné ;
- évolutions technologiques : une énergie de plus en plus décentralisée, décarbonée, numérique ; un client toujours plus acteur de sa consommation et de sa production d'électricité ; l'émergence de nouveaux modèles économiques.

Le secteur électrique doit également faire face aux évolutions climatiques susceptibles d'impacter les actifs de l'entreprise et de modifier les conditions physiques d'exercice de l'activité. Les risques physiques et de transition sont décrits en section 2.1.2 « Risques spécifiques auxquels le Groupe est exposé », et le processus de risques du groupe EDF est décrit en section 2.2 « La maîtrise des activités et des risques du Groupe ».

Au regard de ces enjeux, le changement climatique impacte l'activité opérationnelle et la planification financière d'EDF à plusieurs niveaux [3], dont voici quelques illustrations par types d'impact :

- opérations : les centrales thermiques du Groupe utilisent l'eau comme source froide afin d'optimiser leur rendement, et le groupe EDF agit sur plusieurs leviers pour optimiser cette utilisation d'eau et réduire la pression sur les milieux (*cf.* section 3.3.2.2 « Eau »). Aussi, le groupe EDF a engagé un programme de développement de la flexibilité du parc nucléaire existant afin de faciliter l'accélération du développement des énergies renouvelables intermittentes ;
- produits et services : le groupe EDF ambitionne de créer de nouvelles solutions compétitives décentralisées, de nouveaux services énergétiques bas carbone personnalisés et des réseaux intelligents dans le but d'accompagner les clients et les territoires dans leur transition énergétique (*cf.* section 1.3.2 « Priorités de la stratégie CAP 2030 ») ;
- la chaine de valeur et les fournisseurs d'EDF : EDF porte une attention particulière aux interactions entre sa chaîne de valeurs et le changement climatique ; ainsi, par exemple, les dispositifs d'audits des achats, l'approvisionnement en uranium et la démarche bettercoal (à laquelle participe Jera trading, fournisseur de charbon), intègrent un volet « impacts sur l'environnement » prenant en compte aussi bien la question des émissions de gaz à effet de serre que les problématiques d'exposition aux conséquences du changement climatique ;
- adaptation au changement climatique : *cf.* section 3.3.1 ;
- coûts opérationnels et compte de résultat : la lutte contre le changement climatique impacte les comptes du Groupe, notamment au travers du prix du CO_2 ; en raison de ses faibles émissions de CO_2 du Groupe, une hausse du prix du CO_2 apparaîtra comme une opportunité ;
- dépenses de capital et allocations de capital : afin de conforter sa place de leader de la croissance bas carbone, le groupe EDF accélère le développement des énergies renouvelables et des services, et poursuit ses investissements dans le nucléaire et les réseaux. Ces investissements ont représenté près de 12,7 milliards d'euros en 2018, soit environ 90 % des investissements nets du Groupe (hors plans de cessions) ;
- accès au capital : depuis 2013, le Groupe recourt aux nouveaux outils de financement et a procédé à quatre émissions d'obligations vertes (*Green Bonds*) pour l'équivalent d'environ 4,5 milliards d'euros en vue d'accompagner son développement dans les énergies renouvelables (section 6.8 « Informations relatives à l'allocation des fonds levés dans le cadre des obligations vertes (*Green Bonds*) émises par EDF ») ;
- investissements et acquisitions : les enjeux du changement climatique, au premier rang desquels l'objectif de décarbonation (ORE n° 1) sont intégrés à la stratégie et politique d'investissements du Groupe (*cf.* section 3.2.1.2.2 La stratégie de décarbonation du groupe EDF) ;
- investissements en R&D : tout en renforçant une exploitation sûre et économiquement performante des installations existantes et futures, la R&D d'EDF joue un rôle majeur dans le développement de solutions bas carbone (*cf.* section 1.6 « Recherche et développement, brevets et licences »).

3.2.1.2.2 La stratégie de décarbonation du groupe EDF

Fondée sur CAP 2030 [4], la stratégie de décarbonation du groupe EDF affiche 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. EDF innove en vue de permettre à ses clients d'optimiser leur consommation d'énergie.

3.2.1.2.2.1 Maintenir son positionnement de leader dans la production d'électricité bas carbone

Réduire drastiquement les émissions de CO_2 de son portefeuille d'actifs fossiles

EDF s'attache à réduire les émissions de CO_2 de son mix énergétique tant en France qu'à l'international. Cela se traduit par des fermetures effectives et prévues, par la mise en œuvre de la revue stratégique de ses actifs fossiles et par l'amélioration de l'efficacité de ses actifs existants.

1. Fermeture d'unités charbon et autres fossiles

Des fermetures effectives :

- en France métropolitaine, EDF a fait volontairement 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). 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 à 3 de Cordemais (700 MW) a eu lieu en avril 2018. Ces fermetures ont été accompagnées d'actions concrètes pour développer d'autres activités économiques et des mesures de reclassement des salariés concernés ;
- en Belgique, EDF Luminus a entamé le processus de fermeture de ses centrales à gaz [5] ;
- en Italie, Edison a mis en place le projet « AGP » (Advanced Gas Path) dans la centrale à gaz de Candela. Ce projet, d'un investissement de 7 million d'euros, a permis d'augmenter le rendement de la centrale en même temps qu'il a réduit les émissions spécifiques de la centrale de 2 %.

Des fermetures prévues :

- en application des PPE de Corse et Guyane, la fermeture des centrales de Vazzio (Corse) et Dégrad des Cannes (Guyane) est programmée en 2023. En France métropolitaine, le projet de PPE prévoit l'arrêt d'ici 2022 des centrales de production électrique fonctionnant exclusivement au charbon ;
- 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 devront être fermées d'ici 2025, suivant les décisions du gouvernement britannique.

2. Mise en œuvre de la revue stratégique des actifs fossiles

- EDF met en œuvre les résultats de la revue stratégique de ses actifs de production d'énergie à partir de combustibles fossiles et travaille par ailleurs à optimiser la performance de l'ensemble de son parc thermique [6].
- En Pologne, EDF a ainsi finalisé fin 2017 la cession des actifs d'EDF Polska (cogénération et production d'électricité). 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

(1) Energy Technology Perspectives 2017, Scenario 2°C, International Energy Agency.
(2) PPE : Programmation pluriannuelle de l'énergie.
(3) Cf. section 3.2.1.2.3 « La gouvernance du changement climatique ».
(4) Cf. section 1.3.2 « Priorités de la stratégie CAP 2030 ».
(5) Cf. section 1.4.5.3.1 « Europe du Nord ».
(6) Cf. section 1.4.1.4.2 « Les enjeux de la production thermique ».

4,4 GWth et 1,4 GWe. Elle inclut également les réseaux de chaleur de Czechnica, Torun, Zawidawie et Zielona Gora ;

3. Amélioration de l'efficacité d'actifs existants

- En Belgique, des travaux sur la chaudière de Ghent Ham ont permis d'optimiser ses émissions.
- EDF Energy, dans le cadre de son « better plan » envisage d'atteindre un niveau d'émissions en dessous de 50 gCO_2/kWh afin de continuer à être leader de la production bas carbone de ce pays. Des investissements stratégiques dans les énergies renouvelables et le nucléaire sont prévus par EDF Energy afin d'atteindre cet objectif ambitieux à horizon 2032 [1].

Maintenir sa position de leader dans le domaine des énergies renouvelables

Voir section 1.3.2.2 « Production très bas carbone ».

S'appuyer sur le nucléaire, socle de la production décarbonée d'EDF

- Le nucléaire d'EDF contribue à la performance carbone de la France et de l'Europe. S'il est délicat d'évaluer les émissions de CO_2 exactement économisées en France, les émissions moyennes de la production électrique d'EDF sont environ 17 fois inférieures à celle du secteur en Europe [2].
- L'intégration d'un volume croissant d'énergies renouvelables intermittentes dans le système électrique nécessite des moyens de production flexibles.

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'outiller la stratégie 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 sont des données confidentielles.

Produire un Bilan GES complet

Si le Groupe communique historiquement ses émissions directes de CO_2, EDF a établi annuellement depuis 2011 un Bilan GES couvrant aussi ses émissions indirectes (scopes 1, 2, et 3) au-delà de ses obligations règlementaires. Depuis 2013, une démarche progressive a été engagée pour établir un Bilan GES au périmètre du Groupe, suivant une méthodologie harmonisée, basée sur les principes du GHG Protocol Corporate Standard. Les travaux 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, en 2018, environ 35 millions de tonnes de CO_2, les autres sources d'émissions directes étant très réduites.

Les émissions indirectes sont 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 finals, à l'amont des combustibles fossiles et nucléaires utilisés dans les centrales et aux 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, à l'électricité consommée pour un usage propre, ou les émissions associées aux investissements du Groupe dans des actifs non consolidés, sont proportionnellement très limités.

Impliquer les salariés dans la lutte contre le changement climatique

En matière de rémunération des salariés, EDF intègre des indicateurs de performance qui participent à l'action climat. C'est le cas de la rémunération variable des dirigeants qui est en partie liée au niveau de disponibilité du parc nucléaire, celui-ci ne générant pas d'émissions directes de CO_2 ; c'est également le cas de l'un des critères d'intéressement, qui vise l'utilisation des outils de réunion digitaux en remplacement des déplacements des salariés [5].

3.2.1.2.2.2 Accompagner nos clients à consommer mieux et moins [6] et contribuer à décarboner l'économie à travers une électricité sobre en carbone [7]

Cf. section 3.2.4 « S'engager pour que chaque client consomme mieux ».

3.2.1.2.2.3 Impliquer nos parties prenantes dans l'action climat

Cf. notamment la section 3.1.1.2.2 « Les panels de parties prenantes », la section 3.1.3.3.3 « Un apport d'expertises *via* des partenariats développement durable » et la section 3.1.3.3.5 « Formation et sensibilisation au développement durable ».

3.2.1.2.3 La gouvernance du changement climatique

Le Conseil d'administration examine régulièrement les opportunités, les risques (en particulier ceux qui sont liés au changement climatique), leur impact sur la stratégie et les activités du Groupe, ainsi que les mesures prises en conséquence [8].

S'agissant de la prise en compte du changement climatique par le *management* de l'entreprise :

- le Comité exécutif examine annuellement le bilan prospectif des émissions sous le périmètre de l'objectif (ORE n° 1) et sa compatibilité avec la trajectoire de décarbonation du Groupe ;
- la Direction Développement Durable assure le suivi opérationnel, en relation avec les directions Corporate et les filiales concernées, en s'appuyant sur le Comité développement durable (Sustainable Development Committee, SDC) et le Système de Management Environnemental (SME) ; la Direction du Développement Durable contribue également au pilotage du PMT, plan à moyen terme (*cf.* section 3.1.3 « La gouvernance du développement durable ») ;
- le Comité RSE (*cf.* 3.1.3.1 gouvernance du développement durable) assure le pilotage stratégique des enjeux RSE dont le changement climatique et rend compte de ses activités au Comité exécutif du groupe au moins une fois par an. Les comptes rendus de ses travaux sont transmis au Conseil d'administration.

(1) On rappelle que le précédent objectif de moins de 100 gCO_2/kWh est atteint.

(2) 17 gCO_2/kWh pour EDF à comparer à 299 gCO_2/kWh EU28 (CO_2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, International Energy Agency, 2018, donnée pour 2016).

(3) Outre d'autres commodités et variable réglementaires ; pour un descriptif des horizons de temps considérés, voir la section 2.1 « Risques spécifiques auxquels le Groupe est exposé ».

(4) Ceci est réalisé au sein du Comité des engagements d'EDF.

(5) Par ailleurs, à compter de 2019, l'évaluation des managers comportera des objectifs ESG (Environnement, Social, Gouvernance).

(6) 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.

(7) 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.

(8) Cf. section 4.2.2.3 « Pouvoirs et missions du Conseil d'administration ».

3.2.1.2.4 Objectifs, indicateurs, performance : risques de transition

Limiter les émissions directes du Groupe à 30 Mt CO_2 en 2030, s'inscrire dans la neutralité carbone en 2050

La performance Carbone du groupe EDF reste exceptionnelle :

Émissions de CO_2 dues à la production d'électricité et de chaleur [1] *(g CO_2/kWh)*	**2018**	**2017**	**2016**
Groupe EDF **[*]**	57	82	77
EDF	17	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 490 g CO_2/kWh [1] et la moyenne de l'Union européenne est de 299 g CO_2/kWh [2].

Émissions de CO_2 dues à la production d'électricité et de chaleur [1] *(tCO_2)*	**2018**	**2017**	**2016**
Groupe EDF	34,9	50,5	47,7
EDF	7,5	10,7	8,3

(1) Émissions directes, hors analyse du cycle de vie des moyens de production et des combustibles.

- En 2018, le groupe EDF a pris l'engagement de limiter ses émissions à 30 millions de tonnes en 2030 (émissions directes de CO_2), et veut s'inscrire dans la neutralité carbone à l'horizon 2050 (*cf.* section 311 L'ambition du groupe EDF) ;
- la diminution observée des émissions de gaz à effet de serre entre 2017 et 2018 est liée à la cession des centrales d'EDF Polska et à des circonstances favorables en France : une hydraulicité plus importante et une disponibilité des centrales nucléaires françaises en amélioration ;
- bien qu'en augmentation en 2018, un prix du CO_2 moyen plus élevé aurait permis de réduire davantage les émissions de CO_2 en modifiant le *merit order* [3], et donc le recours aux centrales thermiques à charbon (*cf.* section 1.3.1 « Environnement et enjeux stratégiques »).

Emissions indirectes de CO_2

Le total des émissions directes de CO_2 des centrales de production (scope 1), des émissions associées à la combustion du gaz vendu à nos clients finals (scope 3) et des émissions associées à l'usage de l'électricité achetée pour servir nos clients finals (scope 3 [4]) représente plus de 74 % des émissions directes et indirectes du Groupe.

Émissions indirectes associées à la combustion du gaz vendu et à l'usage de l'électricité achetée pour servir nos clients finals *(tCO_2)*	**2018**	**2017**	**2016**
Groupe EDF	72,9	64,2	61,5
EDF	7,2	7,8	7,0

Autres indicateurs liés aux risques de transition

En complément, la section 1.3.3.1 présente des indicateurs relatifs aux investissements 2018 du Groupe par nature et la section 3.2.1.2.2 présente la proportion de ces investissements correspondant à des activités bas carbone.

3.2.1.2.5 Objectifs, indicateurs, performance : risques physiques

Les risques physiques qui sont susceptibles d'impacter le Groupe sont potentiellement très variés. S'agissant du risque important de stress hydrique, 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. Pour les indicateurs concernant les volumes d'eau prélevés et restitués par le Groupe, ainsi que la stratégie de maîtrise associée, voir les sections 3.9.3 « Indicateurs », et section 3.3.2.2.1 « Une ressource pour la production d'énergie ».

3.2.2 S'ENGAGER EN FAVEUR DU DÉVELOPPEMENT HUMAIN

L'objectif de responsabilité d'entreprise n° 2 : intégrer les meilleures pratiques des groupes industriels en matière de développement humain : santé/sécurité, égalité 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 santé, professionnalisme et d'implication de ses salariés, en développant leurs compétences et la diversité de leurs profils. EDF s'engage à intégrer les meilleurs pratiques des groupes industriels en ce qui concerne le développement des Hommes et des Femmes, pour maintenir le très fort engagement des salariés.

(1) Donnée plus actuelle disponible pour les émissions de CO_2 provenant des centrales électriques et cycles combinés, CO_2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION, International Energy Agency, 2018, donnée pour 2016.

(2) Id.

(3) Moyen de classement des moyens de production en fonction de leur disponibilité et de leur prix, qui peut déterminer leur ordre d'appel

(4) Cf. section 3.9.2.2 « Précisions sur les données environnementales » pour la définition du « scope 3 ».

[*] IND Indicateur clé de performance extra-financière (cf. table de concordance DPEF en section 8.5.4)

3.2.2.1 Une entreprise de référence en matière de santé-sécurité : la santé et la sécurité de nos salariés et des salariés de nos prestataires, une priorité absolue

3.2.2.1.1 Garantir les meilleures conditions de santé et de sécurité au travail pour tous

La nouvelle politique santé et sécurité du Groupe, adoptée en avril 2018, définit un cadre de cohérence commun dans lequel viennent s'inscrire les politiques des différentes filiales du Groupe ainsi que leurs plans 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.

La nouvelle politique Santé Sécurité du Groupe s'appuie sur un engagement signé par le Président et tous les membres du Comex.

Cet engagement s'accompagne d'une feuille de route qui mobilise les entités du Groupe vers l'atteinte des objectifs fixés.

Une revue Groupe santé-sécurité a lieu chaque année.

Depuis 2015, dans le cadre du programme CAP 2030, les grandes orientations stratégiques santé et sécurité 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 2018 à EDF, 24 414 parcours de formation ont été réalisés en *e-learning* sur le thème de la vigilance partagée et 11 518 parcours ont été réalisés sur le sujet de la culture sécurité soit 35 933 parcours contre 14 000 visés dans le cadre de l'accord d'intéressement d'EDF. 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 présence terrain et à la vigilance partagée ;
- 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 2018, 33,9 % des salariés du groupe EDF sont couverts par une certification de Système de Management Santé Sécurité (OHSAS 18001, ISO 45001, MASE, VCA).

Dans le prolongement des actions conduites en 2017 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 a été finalisée en 2018 et mis en ligne sur le site Internet d'EDF. La nouvelle politique Santé Sécurité du Groupe précise les conditions de déploiement de ce nouveau référentiel interne qui est basé sur une démarche d'auto-évaluation.

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 dès 2015 pour les salariés et les prestataires du Groupe.

(Données Groupe)	2018	2017	2016	2015	2014
Nombre total de décès salariés et prestataires	9 (1)	15	10	16	15
dont nombre de décès salariés :	*6*	*6*	*1*	*3*	*4*
dont nombre de décès prestataires :	*3*	*9*	*9*	*13*	*11*

(1) Avec 1 décès lié directement au travail (chute de plain-pied sur un chantier d'un salarié prestataire), 3 accidents de trajet, 4 malaises et 1 salarié trouvé inanimé.

En 2018, 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 en 2018 avec notamment la mise en place de la collecte des Evénements à Haut Potentiel – HPE- dont plus de la moitié sont des presque accidents ou situations dangereuses ainsi qu'un partage au niveau du Groupe du Retour d'Expérience des éléments issus de l'analyse de ces événements, en particulier ceux liés aux 10 règles vitales du Groupe.

Diminuer les accidents du travail

En 2018, le Groupe confirme le bon résultat obtenu pour les salariés EDF depuis 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.

En 2018, le groupe EDF publie son taux de fréquence global intégrant les accidents et heures de travail de ses salariés et des salariés prestataires, illustrant ainsi la démarche de prévention couvrant tous les intervenants déployée depuis plusieurs années dans le Groupe.

(Données Groupe)	2018	2017	2016
Taux de fréquence salariés du Groupe	2,7	2,7	2,7
Taux de fréquence global du Groupe (EDF + prestataires) **[*]**	3,5	-	-

Afin de disposer de données comparables entre les entités du Groupe et de mesurer l'accidentologie directement liées à la réalisation des activités, EDF a mis en place un nouvel indicateur « LTIR » correspondant au calcul du taux de fréquence selon les standards anglo-saxons. Cet indicateur sera communiqué à compter de l'exercice 2019.

Les objectifs 2020 portés par la nouvelle politique santé sécurité sont désormais exprimés à partir de ce nouvel indicateur (LTIR EDF inférieur à 1,4 et LTIR global : EDF + prestataires inférieur à 1,8).

Lutte contre l'absentéisme et pour la qualité de vie 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.

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 : « 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.

En 2018, une méthodologie d'évaluation des risques psychosociaux commune à l'ensemble du Groupe a été développée à partir des données issues de l'enquête de perception des salariés (My EDF), croisés par les critères Gollac. Ce nouveau dispositif permet d'améliorer la détection de collectifs potentiellement en difficulté et de définir des actions de prévention plus adaptés.

La santé au travail – les maladies professionnelles

La santé au travail, un axe majeur

Le groupe EDF emploie du personnel spécialisé en santé au travail. 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 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.

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 2018 et ceci depuis 2003, aucun intervenant, salarié ou prestataire n'a dépassé le seuil réglementaire (dose individuelle sur 12 mois glissants).

En France, en 2018, la dose collective moyenne est de 0.67 homme-sievert par réacteur (0,61 et 0,76 homme-sievert par réacteur en 2017 et 2016). Ce résultat est en correspondance du programme industriel de l'année 2018 et reste le fruit de l'optimisation des chantiers et des activités, en particulier de l'efficacité d'interventions d'optimisation de l'état radiologique des circuits.

Au Royaume-Uni, en 2018, la dose collective moyenne est de 0.095 homme-sievert pour le réacteur REP et de 0.05 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 devrons aussi poursuivre les efforts de maîtrise et de réduction des doses sur les métiers les plus exposés.

3.2.2.1.2 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 2018, un travail commun sur la santé sécurité a été réalisé avec le Comité d'entreprise européen, au travers de plusieurs échanges (présentation des résultats et des actions Groupe) mais aussi dans le cadre du groupe de travail commun ayant permis d'élaborer un cadre de référence des meilleures pratiques du *management* de la santé et de la sécurité (Cadre de référence BEST : Bâtir Ensemble l'Excellence en Santé Sécurité au Travail) qui a été largement diffusé et qui est aussi disponible sur le site Internet www.edf.fr.

Un point d'avancement des orientations stratégiques santé sécurité a aussi été présenté dans toutes les instances.

[*] IND *Indicateur clé de performance extra-financière (cf. table de concordance DPEF en section 8.5.4)*

3.2.2.2 Egalité entre femmes et hommes

EDF assure la mixité à tous les niveaux de *management* de l'entreprise et s'engage avec détermination dans une dynamique de promotion de femmes dirigeantes à des postes clefs. Cet engagement s'appuie sur le renforcement de l'attractivité des métiers techniques auprès des jeunes femmes et le respect de la garantie de l'égalité des chances entre les femmes et les hommes du Groupe tout au long de leur parcours professionnel.

L'accord RSE monde signé le 19 juin 2018 (voir aussi section 3.4) consacre son article 6 à ses enjeux d'égalité professionnelle entre les femmes et les hommes, actant de sa volonté de faire progresser la mixité dans les équipes de travail et à tous les niveaux de l'entreprise. Au niveau Groupe un indicateur mesure la mixité dans les comités de direction. À fin 2018, cette mixité des CODIR atteint 26,3 % **[*]** pour une proportion de femmes dans les effectifs de 24,6 % Par ailleurs la part des femmes dans les 10 % de postes à plus forte responsabilité était de 26,3 % à fin 2017 à EDF (1).

Plusieurs sociétés du Groupe se sont engagées dans une démarche de labellisation européenne sur l'égalité professionnelle (EDF, EDF Energy, Fenice) et ont ainsi obtenu le *Gender Equality European & International Standard* (GEEIS). EDF et WIN France ont créé un prix « Fem'Energia » qui, depuis 2006, récompense et soutient les femmes actives dans le secteur du nucléaire. En 2018, le groupe EDF s'est engagé dans la campagne « EQUAL BY 30 » pour promouvoir la mixité dans le secteur de l'énergie.

Les sociétés du Groupe comme EDF, Enedis, ou Electricité de Strasbourg déploient depuis le 1er janvier 2018 un accord signé au niveau de leur branche professionnelle qui modernise le soutien aux salariés en charge de famille, parents ou aidants familiaux. Les soutiens proposés le sont dans un cadre contemporain, ouvert à l'ensemble des formats familiaux (parents isolés, parents d'enfants en situation de handicap, familles recomposées, etc.) dans un souci constant d'égal accès aux femmes et aux hommes et de non discrimination.

Plusieurs sociétés (EDF, EDF EN, Enedis, Électricité de Strasbourg) déploient leurs politiques dans le cadre d'accords triennaux pour l'égalité professionnelle entre les femmes et les hommes.

À titre d'exemple, dans le cadre de son accord égalité professionnelle entre les femmes et les hommes 2017-2020, EDF s'engage :

Principales ambitions	Objectifs associés
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.	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. Publications repères sur le harcèlement et sur les discriminations diffusées Guides repères sur le harcèlement moral et le harcèlement sexuel à l'attention des *managers* et des RH. 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.
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.	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. L'index égalité femmes hommes d'EDF en 2018 s'établit à 80/100.
Garantir un égal accès à la formation professionnelle et promotionnelle.	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.
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.	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.
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.	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. En 2018, à EDF, les femmes représentaient 30,6 % des effectifs, 29,8 % des cadres, et 25,3 % des membres de CODIR. Déploiement du télétravail et du droit à se déconnecter pour tous. (plus de 6 000 télétravailleurs à fin 2018). 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.

(1) Conformément à l'article L. 225-37-4 (6°) du Code de commerce, ce pourcentage est calculé sur les postes à plus forte responsabilité d'un échantillon composé de 6 232 personnes, représentant 10 % des effectifs de la Société (salariés statutaires) au 31 décembre 2017, qui inclut notamment les cadres dirigeants et les cadres supérieurs. Les chiffres à fin 2018 ne sont pas disponibles à la date du présent document.

[*] IND *Indicateur clé de performance extra-financière (cf. table de concordance DPEF en section 8.5.4)*

3.2.2.3 Promotion sociale interne/construire l'ascenseur social de demain

3.2.2.3.1 Les formations promotionnelles favorisent l'ascenseur social à tous les niveaux

L'Objectif de Responsabilité d'Entreprise n° 2 porte l'ambition de construire l'ascenseur social de demain.

Pour y contribuer, le Groupe mise sur le potentiel de ses salariés, quel que soit leur niveau, en investissant sur plusieurs dispositifs de formation ou d'accompagnement promotionnel.

À titre d'exemple cela est réaffirmé dans le cadre de l'accord collectif du 28 octobre 2016 relatif aux Compétences à EDF pour la période 2017-2019. Cet accord promeut différentes modalités de développement des compétences à l'initiative de l'employeur, mais aussi individuelle en mettant en œuvre une dynamique inédite d'abondement 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 etc.).

Des dispositifs promotionnels en co-initiative des Salariés et de l'Entreprise

EDF 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 collège, *via* l'obtention d'un diplôme.

Cette forme d'ascenseur social est un véritable marqueur du Groupe, qui a fait ses preuves :

- plus de 35 % des cadres actuels du groupe EDF en France sont en effet devenus cadres au cours de leur parcours professionnel ;
- près de 1300 salariés du Groupe ont intégré une formation promotionnelle diplômante ces huit dernières années, dont 125 entrées en 2018 ;
- 180 ont été diplômés la même année ;

En 2018, le nombre de publications des offres de formation promotionnelle d'EDF a dépassé de 30 % le cadrage fixé par l'accord Compétences. 105 publications prévues, 136 réalisées.

En complément à la formation promotionnelle, EDF a développé un dispositif d'accompagnement renforcé à destination des salariés du collège maîtrise promus cadres par décision managériale leur permettant d'obtenir un titre RNCP de niveau II qu'ils peuvent valoriser dans la suite de leur parcours. Ainsi, 80 salariés ont bénéficié de ce dispositif en 2018.

Des dispositifs de formation promotionnelle pour les salariés en reconversion

La mobilisation de la formation au service des enjeux de mobilité au périmètre du Groupe est restée très forte en 2018. 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.

Ainsi, 80 % des salariés en reconversion professionnelle vont, *via* une formation promotionnelle diplômante à Bac + 5, accéder au collège cadre. Le cursus promotionnel des futurs pilotes IT illustre parfaitement ces reconversions.

Les académies des métiers jouent un rôle essentiel dans ces dispositifs puisqu'elles sont chargées de définir les contenus des cursus d'accompagnement des redéploiements et des reconversions.

3.2.2.3.2 L'alternance : un historique solide et un engagement pour le futur

Le groupe EDF s'est engagé historiquement en faveur de l'alternance. C'est une voie d'excellence de la formation, de la professionnalisation et de l'insertion professionnelle des jeunes. (voir section 3.4.3 Un employeur attractif).

Les résultats de l'année 2018 s'inscrivent dans cette dynamique avec 6 958 alternants présents fin 2018 au sein du groupe EDF, dont 3 461 alternants à EDF et 1 775 à Enedis. Parmi les alternants ayant terminé leur contrat, 97 % ont obtenu leur diplôme et 92 % ont trouvé un travail ou une formation à l'issue de leur contrat.

Le Groupe a poursuivi en 2018 les actions engagées :

- une politique volontariste d'embauche d'alternants au sein des sociétés du Groupe ; ainsi, au périmètre d'EDF 31 % des embauches 2018 ont été pourvues par des alternants, résultat bien supérieur à l'engagement pris dans l'accord Compétences EDF 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'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)].

(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.

3.2.3 S'ENGAGER EN FAVEUR DES POPULATIONS FRAGILES



3.2.3.1 L'engagement d'EDF : 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 (ORE n° 3)

La précarité énergétique, les différentes problématiques d'accès non satisfaisant à l'énergie, constituent un phénomène complexe qui s'intensifie dans la plupart des pays développés, notamment en Europe, par le nombre de ménages concernés ou par la gravité des effets rencontrés.

En France, la précarité énergétique se maintient à un haut niveau : les analyses de l'Observatoire National de la Précarité Energétique, dont EDF est partenaire, affichent 6,7 millions de personnes se trouvant en situation de précarité énergétique et 7,2 millions de logements privés avec de très mauvaises performances thermiques (étiquette Énergie F ou G).

Au Royaume-Uni, au cours de dernières années, le pourcentage de ménages estimés en situation de précarité énergétique a diminué sous l'effet d'un changement de définition et d'indicateur. La problématique tend en réalité à s'accentuer en termes d'intensité. En raison du coût croissant de l'énergie dans le pays, l'écart de précarité énergétique [(1)] a tendance à se creuser. En novembre 2017, le gouvernement britannique a décidé, sur proposition du régulateur de l'énergie, d'instaurer à compter de 2019 un plafond de prix de l'énergie de 1 137 livres par an, qui permettra à 11 millions de clients d'économiser en moyenne 76 £ par an sur leurs factures de gaz et d'électricité. Ce plafond, révisable, s'applique aux clients bi-énergie soumis à des tarifs par défaut après que leurs offres à prix fixe aient pris fin.

Ces deux exemples montrent que les contextes nationaux, très différents aux plans réglementaire, économique, politique, et concurrentiel, ne permettent ni la quantification agrégée du nombre de ménages concernés, ni l'alignement des solutions

Dans ce contexte, EDF est engagé dans la lutte contre la précarité énergétique aux côtés des pouvoirs publics, des services sociaux des collectivités locales et des associations. 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. L'action menée par EDF comprend des programmes de recherche, de l'innovation ainsi que la mise en œuvre de solutions concrètes, consistant en un accompagnement renforcé des dispositifs publics et à des actions volontaristes de la part du Groupe.

L'indicateur retenu pour l'ORE n° 3 concerne le « nombre d'accompagnements énergie ». En France, il s'agit d'un dispositif déployé par téléphone par les 5 000 conseillers clientèle et près de 300 conseillers solidarité, s'adressant à tout client connaissant une difficulté et destiné à analyser la situation et proposer les solutions les plus adéquates. En 2018, il y a eu 1 302 590 accompagnements **[*]** énergie, en augmentation par rapport à 2017 [(2)].

3.2.3.2 La mise en œuvre de solutions opérationnelles

En France, La politique solidarité d'EDF s'appuie sur 3 piliers : prévention, accompagnement et aide au paiement. La meilleure identification des clients fragiles est par ailleurs une préoccupation constante.

3.2.3.2.1 Dispositifs publics fortement accompagnés par le groupe EDF

EDF met en œuvre les dispositifs publics prévus par la réglementation, en y ajoutant des dispositifs d'accompagnement des populations fragiles qui lui sont propres.

- En matière de prévention, EDF accompagne des rénovations thermiques des logements occupés par des clients particuliers très modestes, notamment en participant au programme Habiter Mieux. Ce programme mis en place depuis 2011 par l'État et piloté par l'Agence nationale de l'habitat (Anah) a permis d'engager la rénovation de 240 000 logements occupés par des propriétaires en situation de précarité énergétique. Le gouvernement a décidé en novembre 2018 d'augmenter de 50 % l'objectif, fixé dorénavant à 75 000 rénovations de logements par an.

  En 2018, EDF a renouvelé son partenariat avec la Fondation Abbé Pierre, notamment *via* le programme « Toits d'abord », jusqu'à fin 2020.

  EDF contribue aussi au Fonds de Garantie pour la Rénovation Energétique pour un montant maximum de 57 millions d'euros. Ce fonds, éligible aux CEE, permet aux ménages modestes d'obtenir plus facilement un prêt auprès des banques pour réaliser des travaux de rénovation énergétique et financer le reste à charge des travaux.

- En matière d'aide au paiement, EDF met en œuvre le déploiement du chèque énergie [(3)] auprès des populations fragiles. Après deux ans d'expérimentation, ce dispositif a été généralisé sur tout le territoire en janvier 2018 et 3,4 millions de chèques ont été envoyés en avril 2018.

- EDF accompagne très activement sa mise en œuvre avec des actions d'information et de formation, d'une part auprès des services sociaux, relais d'information du public ; d'autre part directement auprès de ses clients concernés. L'entreprise s'est notamment organisée pour informer ses clients de l'arrivée du chèque énergie et pour les relancer en cas de non réception.

Afin de familiariser les clients fragiles à l'usage digital du chèque énergie, EDF a renouvelé son partenariat avec Unis Cité (association spécialisée dans le Service Civique des jeunes) sur l'inclusion numérique (opérations pilotes sur les territoires de Saint-Nazaire et de Clermont Ferrand). L'ambition est de permettre au dispositif d'atteindre un fort taux de digitalisation Chèque + Attestation (31 % à fin octobre 2018) et d'améliorer le recours effectif de cette aide par les personnes qui peuvent en bénéficier.

EDF poursuit son implication active et durable aux côtés des collectivités territoriales et des services sociaux dans la mise en œuvre d'aides locales relatives à la prise en charge d'une partie des factures d'énergie des clients les plus fragiles. EDF, EDF SEI (Systèmes Energétiques Insulaires) et Electricité de Strasbourg participent à la régularisation des factures impayées en contribuant au Fonds de Solidarité pour le Logement (FSL), qui prend en charge une partie de la facture d'électricité des clients les plus démunis. En 2018, la contribution d'EDF est de plus de 22 millions d'euros.

Au Royaume-Uni, *l'Energy Carbon Obligation* (ECO) a remplacé le Warm front (WF), le *Carbon Emissions Reductions Target* (CERT) et le programme communautaire d'économie d'énergie (CESP). Cela signifie qu'ECO, mis en œuvre par EDF Energy, englobe à la fois des mesures de réduction des émissions de carbone et de lutte contre la précarité énergétique par l'amélioration de l'efficacité énergétique.

En Italie, Edison propose le « bonus social ». Ce dispositif public prend la forme d'une réduction sur la facture d'électricité, en fonction des niveaux de revenus, et vise à aider les familles les plus fragiles au niveau économique et, ou au niveau de leur santé.

En Belgique, EDF Luminus développe l'ensemble des dispositifs publics propres à la Flandres, la Wallonie et Bruxelles Capitale.

(1) L'écart de « pauvreté » est la mesure de la différence entre le coût d'une facture moyenne pour chauffer une maison à un niveau confortable et le coût de la facture d'un client qui est en situation de précarité énergétique.

(2) Cf. section 3.9.3.1 « Indicateurs Groupe de la politique Développement Durable et ORE ».

(3) Conformément à la loi TECV, les tarifs sociaux de l'énergie ont pris fin le 31 décembre 2017 et ont été remplacés par un nouveau dispositif, le chèque énergie.

[*] IND Indicateur clé de performance extra-financière (cf. table de concordance DPEF en section 8.5.4)

3.2.3.2.2 Dispositifs volontaires du groupe EDF

En France

EDF en France continentale

EDF développe l'accompagnement humain et digital pour maîtriser sa consommation d'énergie et faire des économies d'énergie.

Les solutions digitales mises à disposition des clients sont multiples, telles que :

- e.quilibre, EDF & MOI, Electriscore (*cf.* section 3.2.4.2.1 « Pilotage de la consommation ») ;
- le site Prime Énergie offre un accompagnement financier pour réaliser des travaux destinés à réaliser des économies d'énergie. Ce site propose des aides plus importantes pour les clients en situation de précarité énergétique. A travers ce dispositif, EDF s'est engagé dans l'opération « Coup de Pouce » soutenue par le ministère de la Transition écologique et solidaire, qui a pris fin le 31 mars 2018.

Les 5 000 conseillers EDF sont tous formés à l'Accompagnement Énergie, par lequel ils délivrent des conseils personnalisés sur les modes de paiement, les moyens de réaliser des économies d'énergie, les aides au paiement des factures. Ces conseillers sont mobilisés pour apporter des solutions souples et adaptées aux clients en difficulté

Une vague d'appels téléphoniques personnalisés a été effectuée durant la trêve hivernale 2017-2018 auprès des clients bénéficiant des tarifs sociaux ou du chèque énergie et en situation d'impayés, afin que les factures impayées ne s'accumulent pas pendant l'hiver, et pour éviter une coupure en sortie d'hiver. Par ailleurs, les équipes solidarité contactent des clients en difficultés de paiement de manière proactive pour les sensibiliser sur la maîtrise de la demande d'énergie, proposer des solutions d'accompagnement et orienter vers les Services Sociaux compétents lorsque c'est nécessaire. Parallèlement, EDF a renforcé les moyens d'alertes et de suivi (mailing, campagne SMS, appels téléphoniques) auprès des clients fragiles coupés ou dont la puissance a été réduite lors de l'entrée dans l'hiver, pour que chacun d'eux puisse bénéficier d'un rétablissement avant l'hiver.

En complément, près de 300 « experts dédiés solidarité » travaillent directement avec les travailleurs sociaux pour accompagner au mieux les clients les plus fragiles. EDF renouvelle tous les ans le partenariat noué en 2008 avec L'Union Nationale des Centres Communaux d'Action Sociale (UNCCAS), décliné au niveau départemental et communal. EDF, comme EDF SEI, déploient le PASS (Portail d'Accès Service Solidarité), qui fluidifie les échanges avec les travailleurs sociaux.

EDF a signé la charte « Team Pro Habiter Mieux » dont l'objectif est de renforcer la mobilisation des professionnels au service de la lutte contre la précarité énergétique et notamment sur l'identification et l'information des ménages précaires. Ce sont les travailleurs sociaux sollicités par les clients ou sur lesquels EDF renvoie les clients (lors de leur appel en Centres de Relation Clients, par les éventuels courriers de relance impayés) qui détectent les ménages.

EDF est partenaire d'associations caritatives comme le Secours Catholique, le Secours Populaire ou la Croix Rouge Française soutenues dans leurs actions de lutte contre la précarité énergétique. Au total, près de 450 partenariats sont actifs.

À l'échelle d'un territoire ou d'un quartier, EDF a développé des capacités de modélisation et de simulation pour caractériser les zones de précarité énergétique et proposer des solutions et recommandations pour réduire cette situation. Conformément à l'article 28 de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, EDF travaille sur une solution d'affichage des consommations en temps réel, mise à disposition des clients fragiles équipés d'un compteur communiquant.

EDF, EDF SEI (Systèmes énergétiques insulaires) ou ES (Electricité de Strasbourg) ont des actions de distributions de kits de Maîtrise de la demande en énergie (MDE) composés notamment de lampes LED.

EDF Systèmes Energétiques Insulaires

EDF SEI poursuit ses actions de financement de la Maîtrise de la demande en énergie vis-à-vis des bailleurs sociaux (LED, programmes d'isolation thermique, etc.).et développe de nouvelles offres en la matière.

EDF SEI développe des actions d'information et d'accompagnement telles que :

- le programme MAGE à la Réunion il vise à accompagner collectivement et individuellement, sur 2 ans, des foyers modestes du parc social public et privé, au moment d'un changement de contexte, afin de les aider à comprendre et à maîtriser leurs consommations d'eau et d'énergie. Le programme apporte aux intervenants qui les accompagnent une méthodologie et des outils pédagogiques et de mesures pour évaluer les économies de ces ménages en continu ;
- le programme SLIME à la Réunion : ces Services Locaux d'Intervention pour la Maîtrise de l'Énergie, sont des programmes de détection et d'accompagnement pilotés par les autorités locales à destination des ménages en situation de précarité énergétique. Ils sont coordonnés par le CLER, réseau pour la transition énergétique ;
- comme dans l'Hexagone, EDF SEI a relancé les ex-clients ayant bénéficié jusqu'en 2017 du Tarif Première Nécessité (TPN) afin d'identifier ceux qui bénéficiaient du chèque énergie et qui ne l'avaient pas encore utilisé ;
- le programme WATTY à l'école contribue à la sensibilisation sur les économies d'électricité : Il permet aux enfants d'acquérir de bons réflexes et d'inciter leurs familles à changer leurs habitudes. Chaque élève a vocation à devenir « ambassadeur » des éco-gestes appris durant le programme.

Electricité de Strasbourg (ES)

ES organise des rencontres avec les clients sur la compréhension de la facture et des conseils, et éco-gestes, pilotées par la Correspondante Solidarité et pouvant se dérouler dans des appartements pédagogiques ou dans des locaux d'associations caritatives, Centres Communaux d'Action Sociaux (CCAS), Union territoriale d'Action Médico-Sociale (UTAMS). L'équipe Solidarité d'ES est à l'écoute des travailleurs sociaux en facilitant le paiement des factures par le biais d'échéanciers ou de délais de paiement. Une démarche d'accompagnement personnalisé est mise en place et chaque client en difficulté bénéficie notamment du maintien de l'énergie à la puissance souscrite, le temps d'entreprendre les démarches nécessaires auprès des services sociaux. ES (Electricité de Strasbourg) a également mis en place une communication spécifique relative à l'utilisation du chèque énergie.

Sowee

Sowee (*cf.* section 3.2.4.2.1 « Sowee : la maison connectée »), filiale d'EDF, prend notamment en charge les chèques énergie, et permet un meilleur suivi du budget des clients, en prodiguant également de nombreux conseils de maîtrise de la demande d'énergie sur son site Internet.

Enedis

Enedis [(1)] développe des actions dans le cadre des Pimms labellisés Maison de Service Au Public (MSAP). Ils participent à l'information et à l'accompagnement des populations fragiles dans les domaines de la précarité énergétique et de l'accès aux droits : ateliers de sensibilisation aux éco-gestes, ateliers Linky ou formation numérique (ex : le Pimms Melun a créé l'école du numérique), accompagnement des clients en situation de « pré-coupure » afin de les orienter vers des solutions.

Au Royaume-Uni

EDF Energy développe et renforce ses partenariats, par exemple avec Plymouth Citizens Advice, qui existe depuis 10 ans, en ajoutant un canal de discussion en direct permettant aux clients de prendre contact de manière différente, ce qui peut aider les personnes ayant du mal à parler de leur situation. Le partenariat se poursuit également avec Income Max et le fonds EDF Energy Trust, afin de fournir un accompagnement et une information adaptés aux clients endettés. EDF Energy a également collaboré avec l'organisme de bienfaisance pour la santé mentale MIND, mais aussi lancé en 2018 un programme visant à sensibiliser le personnel qui serait en relation avec des clients fragiles souffrant de problèmes de santé mentale. Enfin la relation avec l'ONG Macmillan s'est développée et matérialisée avec le soutien concret apporté à des personnes atteintes de cancer, notamment des modifications tarifaires, des conseils en matière d'énergie ou des échéanciers de paiement.

En Belgique

EDF Luminus propose l'outil My Luminus qui permet aux clients d'avoir une idée de leurs habitudes de consommation et de voir où et comment ils peuvent s'améliorer pour consommer moins. Afin d'aider les clients qui pourraient être en difficulté, et éviter si possible les factures trop lourdes, EDF Luminus alerte les clients lorsque leur consommation est trop élevée par rapport à leur consommation habituelle. EDF Luminus propose des échéanciers de paiement. EDF Luminus participe à la plateforme sur la pauvreté énergétique lancée par la Fondation Roi Baudoin. La plateforme a joué un rôle actif auprès du législateur, elle se concentre maintenant sur les problématiques de défauts de paiement.

(1) Enedis est une filiale gérée en toute indépendance.

3.2.3.3 L'action en matière de veille et recherche

EDF R&D anime un programme « Précarité énergétique : comprendre-innover », chargé d'une part d'anticiper l'évolution de la précarité énergétique et des politiques publiques, et d'autre part de concevoir et de développer des innovations permettant à l'ensemble de l'écosystème de la solidarité de mieux lutter contre la précarité énergétique. Les études de contexte et les réflexions prospectives menées par les chercheurs permettent notamment à cette équipe pluridisciplinaire (sociologie, ingénierie, économie, informatique, design, ergonomie, statistiques) d'alimenter les trois volets d'actions (aide au paiement, accompagnement, prévention) de la politique solidarité d'EDF. En France, EDF participe aux travaux de l'Observatoire National de la Précarité Energétique.

3.2.3.4 L'innovation sociale

Au-delà de la veille et de la recherche, l'innovation, notamment sociale, peut prendre la forme de partenariats.

- EDF a ainsi renforcé en 2018 le partenariat avec ASHOKA France, l'un des pionniers et des acteurs majeurs de l'entrepreneuriat social. Le partenariat a pour objet principal d'appuyer l'innovation sociale d'EDF. En 2018 EDF a contribué à la structuration d'un réseau de 8 accélérateurs d'innovation sociale existants sur le territoire, dans le cadre d'un dispositif permettant le partage, l'enrichissement mutuel, et le lancement d'initiatives conjointes. EDF a été, dans ce cadre, partenaire d'un appel à solutions sur la thématique « Vulnérabilités ». Il s'adressait aux porteurs de projets développant des solutions innovantes et projets en réponse aux vulnérabilités sur les territoires. A l'issue de cet appel, EDF a décidé de soutenir l'accompagnement de deux projets :
  - « L'Echappée des copropriétés » qui sera incubé à Toulouse par l'association Première Brique et consiste à accompagner la rénovation de copropriétés fragiles ou dégradées, par la mobilisation et la participation des habitants ;
  - JIB, un système de maison connectée spécialement adapté au handicap moteur, et par extension aux plus âgés (depuis une application *smartphone* ultra-ergonomique, JIB fait dialoguer différents systèmes qui pilotent des usages variés).
- EDF a mis en œuvre en octobre 2018 le « Don d'énergie », une innovation sociale et digitale, en partenariat avec la Fondation Abbé Pierre, sur un périmètre limité de clients afin d'éprouver le dispositif. Les clients EDF disposant de l'application EDF & MOI, peuvent faire un don pour aider des ménages en difficulté à payer leur facture d'électricité, quel que soit leur fournisseur d'électricité. L'attribution de ces dons est confiée à la Fondation Abbé Pierre, déjà partenaire d'EDF, dans le cadre de ses missions d'accompagnement des ménages les plus fragiles. EDF abonde ce don défiscalisé ;
- EDF soutient l'Association nationale des compagnons bâtisseurs (ANCB), qui pilote sur le terrain des programmes pour l'amélioration de l'habitat *via* des chantiers d'auto-réhabilitation accompagnée à destination des publics exclus des solutions « classiques » de rénovation ;
- en lien avec différents partenaires (par exemple l'Atelier Solidaire à Toulouse, ou le Mur énergie à Hem), EDF R&D expérimente de nouveaux modes de contacts et de sensibilisation des populations fragiles.

3.2.4 S'ENGAGER POUR QUE CHAQUE CLIENT CONSOMME MIEUX



L'engagement d'EDF (ORE n° 4) vise à accompagner la transition énergétique de nos clients, par des offres adaptées aux différents marchés (résidentiel, affaires, villes et territoires) ; et plus largement celle de tous les consommateurs d'énergie par le développement de la mobilité électrique, ainsi que par la mise en œuvre de solutions de stockage et de réseaux intelligents.

3.2.4.1 Innover pour que chaque client puisse consommer mieux (ORE n° 4)

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, de maitriser leur facture énergétique, et de limiter leurs émissions de CO_2. L'électricité suscite le développement de nouvelles offres, toujours plus performantes, et le compteur communicant contribue à cette nouvelle posture, en permettant l'analyse plus fine des consommations. Ce mouvement est appelé à s'amplifier au gré des évolutions technologiques.

L'application e.quilibre, couplée avec le compteur Linky, permet aux clients d'EDF de bénéficier de conseils personnalisés.

L'indicateur retenu pour l'ORE n° 4 concerne les consultations des clients sur les plateformes digitales de suivi de consommation. Il s'élève en France à plus de 27 millions en 2018 (1) **[*]**.

3.2.4.2 Marché résidentiel : maîtriser la consommation énergétique

Aujourd'hui EDF fournit de l'énergie à plus de 30 millions de clients résidentiels, principalement en France, Royaume-Uni, Belgique et Italie, et développe des offres numériques innovantes à destination de ces clients. Deux leviers sont au cœur des engagements d'EDF : aider les particuliers à maîtriser leur consommation et les accompagner dans leurs projets d'économies d'énergie.

3.2.4.2.1 Maîtrise de la consommation

Les clients particuliers d'EDF peuvent accéder, *via* leur ordinateur ou leur *smartphone*, au suivi de leur consommation. La généralisation des compteurs intelligents marquera une étape supplémentaire dans la maîtrise de la consommation.

e.quilibre

En France (2), la solution e.quilibre permet notamment au client :

- de suivre sa consommation en kWh et en Euros mois par mois, y compris « au pas 30 minutes » pour les clients équipés Linky qui l'acceptent ;
- de comparer sa consommation estimée à celle de l'année précédente et à celle de foyers similaires au sien ;
- d'identifier les appareils électriques qui consomment le plus ;
- de découvrir des conseils personnalisés pour faire des économies d'énergie au quotidien ;
- pour les clients Linky de se fixer un objectif annuel de consommation, associé à des alertes par e-mail ou SMS en cas de dérives.

En complément, 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.

(1) Cf. section 3.9.3.1 « Indicateurs Groupe de la politique Développement Durable et ORE ».

(2) La solution e.quilibre a été déployée en 2018 dans les territoires insulaires.

[*] IND Indicateur clé de performance extra-financière (cf. table de concordance DPEF en section 8.5.4)

L'appli EDF & MOI

EDF met également à disposition de ses clients une application mobile gratuite. Elle permet, entre autres, de suivre ses consommations et d'effectuer un relevé de son compteur. L'application est disponible sur toutes les plateformes de téléchargement.

Edison World

Dans le même esprit, Edison en Italie a continué à développer sa plateforme « Edison World » pour la rendre plus simple d'accès pour les clients. Par exemple, *Energy Control Light* est le service disponible sur le site en ligne d'Edison qui aide les clients à mieux comprendre leurs consommations et les conseille sur la baisse des coûts associés, sur la base de données réelles.

Sowee : la maison connectée

La société Sowee commercialise auprès des particuliers, avec ses contrats d'énergie, une station connectée compatible avec les chaudières gaz et chauffages électriques individuels, permettant de mieux maitriser son budget énergie et son confort à domicile. Elle permet par exemple de mettre en place un planning de chauffe heure par heure (et pièce par pièce pour l'électricité), et aussi de rester en-deçà d'un budget fixé par le client. D'autres fonctionnalités sont possibles et pilotables à distance depuis l'application Sowee.

3.2.4.2.2 Accompagnement des clients

Le client qui souhaite investir dans des économies d'énergie trouve auprès d'EDF des outils et des conseils adaptés : diagnostic sur la performance énergétique de son logement, conseils sur les systèmes de chauffage (radiateurs intelligents, pompe à chaleur, eau chaude solaire), installation d'équipements performants (LED, régulateurs et programmateurs de chauffage).

Les outils en ligne

Via son site Internet, EDF en France propose plusieurs outils :

- Electriscore plateforme en ligne qui guide les internautes dans leur achat d'appareils électroménagers à haute performance énergétique ;
- la plateforme numérique « Prime Énergie » qui permet de réaliser les démarches pour obtenir une prime contribuant au financement des travaux envisagés ;
- plusieurs simulateurs permettant de mesurer par exemple l'étiquette énergie des logements et d'estimer le coût des travaux envisagés et les aides éventuelles pour aider à les financer ;
- dans la rubrique « Trouver un Pro », un accès aux Partenaires Solutions Habitat d'EDF, avec 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, les internautes ont partagé plus de 90 000 contributions. Une bonne partie de ces contributions ont visé à tester et à améliorer des objets connectés afin d'optimiser le confort des utilisateurs de demain. Ces objets ont été proposés avec l'aide de 12 *start-up* partenaires.

Le dispositif « Coup de Pouce Economies d'Énergie »

- Plus de 3 millions de ménages sont encore chauffés au fioul en France dont 1 million de ménages modestes qui sont souvent obligés de contraindre leur utilisation du chauffage.
- Les pompes à chaleur captent l'énergie renouvelable et gratuite présente dans l'air ou le sol et restituent au logement jusqu'à quatre fois plus d'énergie que celle consommée. Leur bilan carbone est avantageux, jusqu'à 90 % d'émissions de CO_2 en moins par rapport au fioul. Et grâce à leur grande efficacité énergétique, les pompes à chaleur permettent de réduire la facture de chauffage de 800 à 1 000 € par an par rapport à une chaudière au fioul.
- Parce que l'avenir est à l'électricité décarbonée dans les logements chauffés aux combustibles fossiles, EDF lance une prime « Coup de pouce » exceptionnelle pour aider les ménages français à remplacer leur chaudière au fioul par une pompe à chaleur.

Autoconsommation

EDF ENR [(1)] commercialise l'offre d'autoconsommation « Mon Soleil & Moi », fondée sur des algorithmes brevetés de la R&D, qui permet un doublement du taux d'autoconsommation de la maison et une amélioration du taux de couverture de sa facture énergétique.

Peer to peer trading

En 2018, la R&D au Royaume-Uni a lancé le « CommUNITY project » qui connectera virtuellement les résidents d'un immeuble avec la production photovoltaïque située sur le toit de l'immeuble par un dispositif et des applications fondées sur la blockchain. Ainsi les 60 résidents se verront allouer une part de l'énergie solaire produite et pourront décider de la consommer, de la céder ou de la vendre. Ceci permettra de tester la technologie permettant le développement de nouveaux modèles d'affaire, comme le trading « peer-to-peer ».

3.2.4.3 Marché d'affaires : accompagner la performance économique et environnementale

EDF

EDF offre des services sur mesure aux entreprises et aux professionnels qui souhaitent optimiser leurs flux énergétiques pour améliorer leur performance économique et réduire leur empreinte environnementale :

- les services proposés par EDF pour optimiser l'énergie incluent le diagnostic, le suivi des consommations, les investissements d'économie d'énergie, le calcul de leur rentabilité, etc. EDF s'engage avec des contrats spécifiques et des plans de productivité énergétique. EDF peut assurer l'optimisation de tous les flux – électricité, gaz, eau, vapeur – d'une entreprise et prendre en charge la gestion énergétique complète de sites industriels ;
- EDF garantit aux entreprises qui le souhaitent un approvisionnement d'électricité « verte », certifiée d'origine renouvelable. EDF peut aussi aider l'entreprise à choisir la solution la plus adaptée à sa propre production d'énergie (pompe à chaleur, panneau photovoltaïque, eau chaude solaire, petit éolien) et à la mettre en place ;
- avec le Trading CO, EDF propose aux entreprises d'acheter leurs quotas excédentaires et/ou de vendre des quotas CO_2 aux entreprises déficitaires.

Dans ce domaine, en France, EDF expérimente actuellement le service FeelPro adapté aux professionnels commerçants et leur propose des analyses de leurs consommations par équipement et leur évolution dans le temps.

Le Service Gamme Conso s'est élargi en 2018 à Expertise Conso, qui permet au client de bénéficier du suivi et du pilotage de sa consommation sur d'autres fluides (gaz, eau etc.) et d'autres équipements grâce à une instrumentalisation de son site.

Agregio

Grâce notamment à l'accompagnement des équipes d'EDF Pulse Croissance, le groupe EDF propose à ses clients les services d'Agregio. Cette filiale est au service des producteurs d'électricité renouvelable et des entreprises qui disposent de capacités d'effacement qu'ils peuvent, grâce à elle, valoriser au mieux sur les marchés de l'électricité :

- 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.

EDF Store & Forecast

Une autre filiale du Groupe, EDF Store & Forecast, développe et commercialise une solution logicielle d'optimisation énergétique des systèmes électriques locaux *via* la prévision et le stockage d'énergie. La société adapte son Système de Management de l'Énergie aux installations de ses clients pour un pilotage intelligent et autonome : gestion de la variabilité des énergies renouvelables, services au système électrique, optimisation économique de l'équilibre offre/demande, maximisation de l'autoconsommation et réduction de la facture énergétique.

(1) EDF Énergies Nouvelles Réparties.

Royaume-Uni

Au Royaume-Uni, EDF Energy a développé un outil appelé « Customer Profiling Tool » pour identifier les opportunités d'améliorer l'efficacité énergétique et la flexibilité des clients industriels, à travers l'analyse de leurs process et de leur courbe de charge. Avec l'appui de la R&D, EDF Energy a aussi développé la plateforme PowerSHift (outils de modélisation, algorithmes d'optimisation, stratégies de contrôle) qui permettra aux grands clients de piloter leurs installations en prenant en compte les variations des coûts de l'énergie.

Belgique

En Belgique, EDF Luminus a lancé en mai 2018 une appli dénommée « *Luminus Energy Management* » qui permet aux clients de gérer leur énergie de façon intelligente. Par exemple ils peuvent suivre l'évolution des prix *forward*, être informés des évolutions du marché en temps réel, fixer leur prix au moment qu'ils jugent pertinent ou réouvrir leur position pour bénéficier de baisses de prix, tout en étant guidés par EDF Luminus.

Dalkia

Dalkia a mis en place le DESC (Dalkia Energy Saving Center) : une plateforme interactive permettant de piloter la consommation énergétique des installations. Dalkia continue à travailler sur une application qui rassemble toutes les données énergétiques de chaque site. L'application comprend des algorithmes d'Intelligence Artificielle qui faciliteront l'identification des dérives de performance et le ciblage des sites à traiter en priorité.

3.2.4.4 Accompagnement de la transition énergétique des villes et territoires

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 en particulier 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.

En France, cet accompagnement se concrétise notamment par la participation d'EDF à plus de 1 000 projets, parmi lesquels des projets d'autoconsommation individuelle et collective, ou de pilotage énergétique local à l'échelle d'un bâtiment, d'un ilot ou d'un quartier. Exemples : projet Ydeal Confluence à Lyon (autoconsommation collective avec pilotage d'une batterie stationnaire), résidence Les Souffleurs/Logis Cévenols à Alès (autoconsommation collective avec pilotage de ballons d'eau chaude sanitaire).

Dalkia accompagne les collectivités, en prenant en compte les spécificités du territoire local, dans la définition d'une stratégie énergétique sur leur territoire en créant une boucle énergétique vertueuse en réduisant la consommation d'énergie primaire, produisant l'énergie mieux et localement, distribuant l'énergie efficacement, et en renforçant la coopération entre les acteurs.

EDF SEI a mené de nombreuses actions en 2018. Ainsi sur l'Ile de Sein la centrale de production d'eau potable par osmose a été interfacée avec l'Energy Management System de EDF SEI afin de coordonner son fonctionnement avec la production d'énergie renouvelable et ainsi contribuer à maximiser la part renouvelable dans le mix énergétique de l'ile. EDF SEI a également lancé le 1er schéma de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables de Guyane afin d'optimiser et de faciliter le développement de 136 MW de capacités de production renouvelables supplémentaires. Les concertations ont également été lancées en Martinique et Guadeloupe.

La R&D réalise en partenariat avec la Région Provence Alpes Cotes d'Azur une étude prospective sur la stratégie de décarbonation de l'énergie à la maille régionale en vue d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050, et développe un outil d'aide à la décision pour de nouveaux concepts énergétiques bas carbone et respectueux de l'environnement pour un futur quartier de 65 000 habitants à Moscou.

Enedis [(1)] a mis en place un dispositif de transmission de données permettant la réalisation d'opérations d'autoconsommation collective, ce qui a permis aux premiers projets locaux de cette nature de voir le jour. Enedis a par ailleurs poursuivi et amplifié la mise à disposition de données énergétiques, *via* une agence de données dédiée et ouverte à tous les distributeurs d'électricité et de gaz, pour accompagner les collectivités dans la connaissance/maîtrise de la consommation de leurs bâtiments ou programmes de rénovation énergétique.

Electricité de Strasbourg accompagne la transition des réseaux de chaleur urbains de la métropole de Strasbourg vers toujours plus d'interconnexion, d'évolutivité et d'innovation avec des réseaux dits communicants, afin de baisser les charges de chauffage et d'intégrer un futur mix d'énergies renouvelables, et développe également des mini-réseaux de chaleur sur production ENR destinés aux quartiers, immeubles et patrimoine communal (biomasse, géothermie, pompe à chaleur sur nappe, etc.).

Enfin, Citelum s'occupe notamment de contrôler la consommation d'énergie des réseaux d'éclairage public, et met en place les systèmes permettant de remédier très rapidement aux problèmes observés par les opérateurs ou signalés par les habitants. Des dispositifs de ce type ont par exemple été mis en place à Dijon, mais aussi en Italie, au Brésil, au Mexique ou au Chili.

L'action d'EDF dans le cadre du dispositif français des Certificats d'Economies d'Énergie (CEE) est décrite en section 1.4.2.2 « La Direction Commerce » et 1.5.6 « Réglementations applicables en matière d'environnement, de nucléaire, de santé, d'hygiène et de sécurité ».

3.2.4.5 Mobilité électrique

Au-delà de la meilleure maîtrise de la consommation d'énergie, la transition énergétique implique une évolution du comportement des consommateurs, notamment leur mobilité, source importante d'émission de CO_2.

3.2.4.5.1 Un nouvel élan

2018 constitue une année clé pour le positionnement du groupe EDF dans le marché de la mobilité électrique avec le lancement le 10 octobre 2018 du Plan Mobilité Électrique. A travers ce plan, le groupe EDF a pour ambition d'être l'énergéticien leader dans ce domaine dès 2022 sur ses quatre plus grands marchés européens : France, Royaume-Uni, Italie et Belgique.

La mobilité électrique va connaître une croissance soutenue au cours des prochaines années. Le secteur du transport est aujourd'hui le principal contributeur d'émissions de gaz à effet de serre en Europe ; dans ce contexte, l'électricité décarbonée est la solution d'avenir pour des transports propres.

3.2.4.5.2 Le Plan Mobilité Électrique

Avec le Plan Mobilité Électrique, EDF accélère son ambition avec des objectifs concrets reposant sur 3 piliers :

- être le 1er fournisseur en électricité pour véhicules électriques en 2022 : le groupe EDF entend fournir en électricité 600 000 véhicules électriques soit 30 % de part de marché sur ses quatre pays cible ;
- être le 1er exploitant de réseau de bornes électriques : le groupe EDF entend être le premier opérateur d'infrastructures de charge publiques et privées sur ses quatre pays cœur en Europe. Ainsi, au travers de sa filiale IZIVIA (ex-Sodetrel), le Groupe déploiera 75 000 bornes et donnera accès à 250 000 bornes en interopérabilité à ses clients en Europe d'ici 2022 ;
- être le leader européen du « *smart charging* » : le groupe EDF veut devenir le leader du smart charging en Europe, l'objectif étant d'exploiter 4 000 bornes « intelligentes » dès 2020.

3.2.4.5.3 Les nouveaux partenariats

Le Plan Mobilité Électrique s'appuie sur des nouveaux partenariats avec des acteurs innovants et des leaders sur leur marché :

- EDF et NUVVE : une *start-up* californienne basée à San Diego, spécialisée dans l'agrégation et la valorisation sur les marchés de l'énergie des flexibilités liées à la recharge des véhicules électriques ;
- EDF et Ubitricity : Ubitricity est spécialisée dans la solution innovante de recharge sur lampadaire en voirie, présente dans plusieurs pays en Europe et dans le monde ;
- EDF et Renault sont partenaires pour le développement d'offres communes et l'expérimentation de solutions de mobilité électrique dans les territoires insulaires et les métropoles ;
- EDF Energy et Nissan International sont partenaires au Royaume-Uni pour le développement d'offres communes de mobilité électrique, de smart charging, d'usage de seconde vie des batteries, de stockage et d'énergies renouvelables ;

(1) Enedis est une filiale gérée en toute indépendance.

- EDF et Toyota sont partenaires depuis 2007 pour la mobilité électrique en matière de R&D, et depuis 2017 dans le domaine de la performance industrielle décarbonée sur le site d'Onnaing à Valenciennes ;
- EDF et Valeo sont partenaires pour suivre l'évolution des futures technologies de batteries et des solutions de charge, ainsi que l'évolution des services de mobilité.

3.2.4.5.4 L'engagement sur la flotte d'EDF

En complément aux offres de Services de Mobilité Électriques proposés à ses clients et aux programmes de Recherche et Développement, EDF a lancé deux actions de développement du Véhicule Électrique au sein du Groupe :

- la signature de l'engagement EV 100, le 11 décembre 2017, auprès de l'ONG « The Climate Group ». Le groupe EDF est le premier groupe français à signer cet engagement qui vise à avoir un parc de véhicules légers 100 % électrique à l'horizon 2030. Sa flotte de véhicules légers, actuellement supérieure à 40 000 véhicules au niveau mondial (principalement en Europe), est déjà électrique à plus de 6 % (plus de 2 500 Véhicules Électriques). Ce Projet Groupe intègre à la fois les volets véhicules et infrastructures de recharges (plus de 1 500 sites à équiper à travers le monde d'ici 2030) ;

Indicateur EV100 - Groupe	Unité	2018
Taux de VE dans la flotte dans le parc de véhicules légers du groupe EDF	%	> 6,1

- la mise en place d'une Offre « Mobilité Électrique » aux Salariés du Groupe : une première offre sera proposée en 2019 aux salariés de France métropolitaine, qui auront accès au futur marché-cadre du Groupe auprès des fournisseurs retenus, ainsi qu'à des offres sur les services de recharge vertueuse (réseau de bornes, *smart-charging*) commercialisés par ses filiales, notamment par IZIVIA (ex-Sodetrel).

3.2.4.5.5 Les actions déjà lancées par les entités et filiales du groupe EDF

Des démarches liées à la mobilité électrique sont déjà menées par les entités du groupe EDF :

- en 2018, EDF Energy a lancé une solution complète, destinée à aider les entreprises dans la transition vers la mobilité électrique ;
- Edison a lancé l'offre PLUG & GO pour les clients domestiques, un service intégré comprenant sur une base locative, la fourniture et l'installation d'un boîtier mural pour la recharge domestique et un bonus de 180 €, équivalent à un an de recharge gratuite ; Edison a lancé l'offre SUN & GO, le service destiné aux PME qui intègre systèmes photovoltaïques, systèmes de stockage et recharge électrique. En outre, une nouvelle application de géolocalisation des stations de recharge publiques a été mise en place ;
- EDF a réalisé en 2018 une vingtaine d'études pour les collectivités locales qui souhaitaient déployer des points de recharge sur leurs territoires. Des études de flottes de véhicules ainsi que des études de préfiguration de lignes de bus électriques et de leur alimentation électrique sont également réalisées ;
- EDF SEI : l'année 2018 a permis la mise en place du label Advenir pour la mobilité vertueuse dans les iles en collaboration avec l'ADEME, la DGEC et l'AVERE. Ce label permet le financement de bornes qui respectent un cahier des charges précis : limitation et modulation de puissance des bornes sur la base d'un signal émis par EDF SEI. Ce signal, disponible sur le site open Data d'EDF SEI donne, sur la base du mix de production (coûts et émissions de CO_2) les périodes favorables et défavorables pour la recharge ;
- Enedis [1] : les offres d'accompagnement MOBE-P et MOBE-O ont été déployées au cours du 1er semestre 2018 en réponse aux attentes des collectivités. Enedis a développé une application permettant de simuler en temps réel l'impact du raccordement au réseau de distribution d'une ou plusieurs bornes de recharge de véhicules électriques. En complément, Enedis a signé un partenariat avec la Plateforme Automobile, au service du développement de la mobilité électrique en France, dont la déclinaison permettra de faciliter le raccordement des infrastructures de recharge et de diminuer l'impact des travaux de raccordement pour la collectivité.

(1) Enedis est une filiale gérée en toute indépendance.

(2) Cet article concerne la possibilité d'expérimentations de boucles locales d'énergie.

3.2.4.6 Solutions de stockage et réseaux intelligents

3.2.4.6.1 Le Plan Stockage d'EDF

Dans un paysage énergétique en mutation, EDF accélère dans le développement du stockage de l'électricité pour devenir le leader européen du secteur. Le stockage est un levier essentiel de la transition énergétique, aux côtés de l'efficacité énergétique et des énergies nucléaires et renouvelables. Pionnier dans le domaine, le Groupe est déjà présent sur les principaux champs d'application des technologies de stockage, notamment les batteries et les Stations de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP hydrauliques).

EDF a pour ambition de développer 10 GW de nouveaux moyens de stockage dans le monde d'ici à 2035 en plus des 5 GW déjà exploités par le Groupe. Cette accélération représente un investissement de 8 milliards d'euros sur la période 2018-2035.

Les ambitions d'EDF portent sur l'ensemble des marchés du stockage de l'électricité au service du bon fonctionnement de l'équilibre du système électrique, des clients particuliers et entreprises et des territoires. Le Groupe vise notamment à être le leader en France et en Europe sur le marché des clients particuliers avec sa gamme d'offres d'autoconsommation intégrant des batteries. Le continent africain est également un marché prioritaire pour le Groupe qui a l'objectif de développer un portefeuille d'1,2 million de clients « *off grid* » (sans accès à l'électricité) à l'horizon 2035 en s'appuyant sur des partenariats locaux.

Dans les prochains 12 mois le Groupe vise :

- la mise en service d'au moins trois projets de batteries pour la performance et l'équilibre de système électrique ;
- l'extension de l'offre d'accès à l'électricité avec des panneaux solaires et des batteries au Ghana, après le succès rencontré en Côte d'Ivoire.

Face au développement rapide des technologies de stockage, EDF renforce également sa capacité de Recherche et Développement en doublant l'investissement de recherche sur le stockage pour le système électrique pour atteindre 70 millions d'euros sur la période 2018-2020. En parallèle, EDF Pulse Croissance consacrera 15 millions d'euros sur la période 2017-2019, soit un tiers de ses investissements, aux projets et *start-up* liés au stockage électrique et à la flexibilité.

3.2.4.6.2 Les réseaux intelligents

La Transition énergétique et la révolution numérique transforment en profondeur la gestion du réseau de distribution d'électricité.

L'évolution des besoins en électricité conduit à privilégier le déploiement de nouveaux réseaux intelligents, les *smart grids*, plutôt que de remplacer massivement les systèmes électriques existants.

L'année 2018 d'Enedis a été marquée par l'élaboration d'une nouvelle feuille de route détaillant les chantiers prioritaires et les transformations nécessaires à venir pour contribuer à faire d'Enedis l'opérateur de référence du système de distribution d'électricité en France et en Europe.

De nouveaux projets ont été lancés sur l'ensemble du territoire afin de tester des solutions techniques innovantes :

- concernant le projet Nouvelles Solutions de Raccordement (NSR) qui répond à la délibération CRE du 12 juin 2014 sur le développement des réseaux électriques intelligents, Enedis continue d'étudier des solutions sous forme d'offres expérimentales pour raccorder des clients plus rapidement et à moindre coût. Quatre expérimentations sont en cours pour une durée de 3 ans ;
- l'Article 199 [2] de la Loi de la Transition Energétique pour la Croissance Verte a été mis en œuvre sous forme d'expérimentation, en région Nord Pas-de-Calais, de l'utilisation des flexibilités pour permettre de décaler dans le temps les investissements sur le poste source ;
- un nouveau projet en Champagne-Ardennes, « SMAC », a débuté cette année et a pour ambition l'incitation de la recharge des véhicules électriques en fonction des prévisions de la production éolienne et de l'état du réseau ;
- l'année 2018 marque la clôture et la capitalisation des projets, « SOLENN » à Lorient et Ploemeur, avec des résultats prometteurs sur l'écrêtement ciblé et « Smart Grid Vendée » sur l'optimisation énergique à l'échelle d'une collectivité territoriale ;

- concernant le chantier « Réseaux Électriques Intelligents » (REI) initié par le gouvernement, l'année 2018 a été marquée par le déploiement à grande échelle de trois projets lauréats pilotés par les collectivités territoriales : « SMILE » (Bretagne et Pays de la Loire - offres de raccordements intelligentes), « Flexgrid » (PACA – agrégation d'un portefeuille de plus de 60 projets d'actions en faveur des économies d'énergies et des réseaux électriques intelligents), « You & Grid » (Hauts-de-France - déploiement, d'ici 2020, d'un ensemble de services et de technologies matures en termes de réseaux électriques intelligents) ;
- à l'international, EDF [1] et Enedis ont conçu, construit et mis en service en un an, le démonstrateur MASERA [2], qui s'inscrit dans la plateforme de démonstration REIDS (Renewable Energy Intégration Demonstrator – Singapore). Le démonstrateur est composé de diverses solutions innovantes : panneaux photovoltaïques bifaces, système de stockage Lithium-Ion, batterie Zinc-Air, véhicule électrique, système de comptage des consommations et système de pilotage permettant l'optimisation de la production. Il permettra au groupe EDF de déployer une offre commerciale de *microgrids* abordables et performants pour les territoires isolés d'Asie du Sud-Est.

Le premier double *smart grid* thermique et électrique de France verra le jour début 2019 dans l'écoquartier Nanterre Cœur Université. C'est Dalkia Smart Building, filiale de Dalkia, qui conçoit et construit, avec un partenaire de grands projets urbains immobiliers. Ce réseau intelligent est capable de mutualiser cinq sources d'énergies renouvelables et de récupération (EnR & R). Il alimentera en chauffage, eau chaude et climatisation les logements, bureaux et commerces du quartier. Avec au moins 60 % d'EnR & R utilisées, ce smart grid permettra une autoconsommation de 100 % de la production électrique, qui s'ajustera en temps réel.

3.2.5 S'ENGAGER POUR LA CONCERTATION



Afin de répondre aux attentes des 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.

3.2.5.1 L'engagement d'EDF d'organiser partout dans le monde une démarche de dialogue et de concertation autour de nos projets (ORE n° 5)

L'engagement du Groupe est d'organiser autour de chaque nouveau projet, de façon systématique et partout dans le monde, une démarche de dialogue et de concertation, transparente et contradictoire.

Afin d'assurer un suivi de la concertation réalisée, le groupe EDF s'engage à recenser le nombre de projets concernés répondant aux 3 critères précités sur lesquels les modalités suivantes seront appliquées : identification des parties prenantes, lancement de la concertation le plus en amont possible, accès de façon transparente à des informations claires sur le projet aux parties prenantes ; recueil des avis des parties prenantes sur le projet et y répondre, mise en place un système de traitement des propositions et réclamations, assurance de la participation des « peuples autochtones » dans le processus de concertation.

Le groupe EDF a défini le cadre d'application. Sera concerné tout nouveau projet de plus de 50 millions d'euros, pour lequel une décision d'investissement est prise à partir du 1er janvier 2017 (donc ayant fait l'objet d'un examen en Comité d'engagement financier) et ayant un impact significatif sur les territoires ou l'environnement.

En 2018, les projets entrant dans le cadre des critères définis ont représenté 46 dossiers examinés en CECEG. 82 % **[*]** d'entre eux ont fait l'objet d'une concertation [3].

Le groupe EDF s'engage donc à mettre en œuvre les règles de dialogue des standards internationaux en matière de participation des parties prenantes notamment les standards de l'IFC [4] et à en assurer un *reporting* public.

Chaque année les résultats des Objectifs de Responsabilité d'Entreprise dont celui sur le dialogue et la concertation sont présentés au Comité de gouvernance et de Responsabilité d'Entreprise, présidé par un membre du Conseil d'administration et suivi par le Directeur de la Direction Innovation Responsabilité d'Entreprise Stratégie (DIRES), membre du Comex (voir section 3.1.3.1 « La gouvernance »).

3.2.5.2 Concerter avec les parties prenantes

Quels que soient les pays de la planète, la société civile a des attentes de plus de dialogue et de vigilance vis-à-vis de projets susceptibles de modifier son environnement. EDF a décidé d'accentuer les dialogues avec les acteurs des territoires et les concertations avec les parties prenantes.

Dialoguer et écouter dès l'amont d'un projet permet de mieux comprendre les enjeux du territoire afin que le projet s'insère positivement dans la vie du territoire. *In fine*, pour le groupe EDF, il s'agit de toujours progresser dans la manière d'opérer localement et 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.

À titre d'illustration, EDF Renouvelables a mené une démarche de co-construction avec les riverains pour le projet éolien de Wavignies dans l'Oise. La démarche "Construire ensemble le projet éolien de Wavignies" a été un grand succès, notamment à travers la création d'un Comité de liaison et d'un cycle d'ateliers publics où les propositions des riverains ont été intégrées au design du projet ; ainsi par exemple six éoliennes seront construites au lieu des cinq prévues initialement.

Dans le cadre de la préparation du chantier de remplacement des conduites forcées de Sabart en Ariège, EDF Hydro Sud-Ouest a mis en place une démarche de dialogue continu avec le territoire, avec un site Internet dédié et des évènements aux différentes étapes clés associant entreprises partenaires, élus locaux, associations locales, acteurs économiques et salariés.

Edison a conduit un travail avec les communautés locales de Valchiavenna (Italie du Nord) à proximité d'une usine hydroélectrique. Une route touristique de Tracciolino qui desservait uniquement le barrage et l'usine a été transférée à la communauté. Par ailleurs un programme éducatif pour développer l'esprit entrepreneurial a été créé avec l'objectif de valoriser leur territoire en utilisant les nouvelles technologies.

En Guyane, EDF PEI (Production Électrique Insulaire) a réalisé une concertation autour du projet Larivot (centrale hydride thermique et PV) de mai à juillet 2018 sur les communes de Matoury, Cayenne et Remire-Montjoly. Les trois réunions publiques organisées ont permis d'exposer les différents enjeux du projet et de recueillir l'avis du public sur le projet dans sa globalité. En parallèle, deux ateliers thématiques ont été organisés en présence des parties prenantes des deux enjeux clés du projet. Par ailleurs, sous l'égide de la Collectivité territoriale, et tout au long du projet, un Comité local de concertation de la centrale du Larivot permet de prolonger le dialogue entre les principales parties prenantes territoriales concernées [5].

Suite aux nombreuses questions concernant le déploiement des compteurs communicants, Enedis a engagé une concertation à la demande des collectivités locales et les différentes parties prenantes (bailleurs sociaux, etc.). La *task force* composée de 5 personnes, dédiée à cette concertation, a réalisé 374 interventions en 2 ans ½ sans compter tout ce qui est fait directement par les directions territoriales (interventions devant des équipes municipales, permanence en mairie, réunions publiques, etc.).

(1) EDF à la tête d'un consortium d'entreprises françaises des smart grids/smart cities.
(2) Microgrid for Affordable and Sustainable Electricity in Remote Areas.
(3) Cf. section 3.9.3.1 « Indicateurs Groupe de la politique Développement Durable et ORE ».
(4) International Finance Corporation - Banque Mondiale.
(5) Un site Internet centraledularivot.com a été mis en place pour l'occasion.
[*] IND Indicateur clé de performance extra-financière (cf. table de concordance DPEF en section 8.5.4)

En Inde ou au Mexique, Citelum a mis en place des réunions régulières avec les parties prenantes intéressées par les projets, associe les clients pour suivre leurs besoins et invite les sous-traitants aux principaux événements (semaine de la sécurité, inauguration du centre de formation). Cette entité publie des rapports hebdomadaires avec les intervenants, avec les sous-traitants et a développé un système de gestion de la clientèle avec des centres d'appels pour traiter leurs plaintes.

3.2.5.3 Professionnaliser la concertation avec des standards reconnus et en innovant

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.

3.2.5.3.1 S'appuyer sur les meilleurs standards nationaux ou internationaux pour conforter les projets

L'ensemble des projets s'appuie sur les standards de performance environnementale et sociale de l'International Finance Corporation (IFC) [1], qu'il s'agisse des projets portés par EDF Renouvelables en France, au Moyen-Orient, en Afrique et en Amérique du Sud, ou par la Direction Internationale. Le protocole élaboré par l'IHA (International Hydraulic Association) a par exemple été utilisé en métropole pour évaluer le projet Romanche-Gavet sur une vingtaine de critères et constitue désormais la grille d'évaluation des projets à l'international aux différentes étapes du développement.

À la demande des directions opérationnelles du Groupe, la R&D effectue des études comparées en matière d'acceptabilité des opérations et des projets, sur la base de standards socio-politiques. EDF Hydro dispose également d'une équipe sociétale dédiée, qui effectue des analyses et réalise des concertations en France et à l'international. Au Cameroun, un dialogue permanent est développé depuis 10 ans en vue de la construction du barrage de Nachtigal. Une équipe dédiée et localisée à Batchenga, informe régulièrement de l'avancement du projet toutes les parties prenantes (autorités locales administratives, municipales, traditionnelles, services déconcentrés de l'État, projets de développement, associations, coopératives, et plus largement les populations locales). À titre d'exemple, l'équipe projet a réalisé une campagne radio sur les ondes FM, diffusant des messages en français, et dans les autres langues pratiquées dans la zone : Eton, Ewondo Sanaga et Mvoute.

3.2.5.3.2 Développer des dialogues innovants

Une identification des parties prenantes des projets est systématiquement réalisée, permettant de déployer des partenariats variés et des méthodes innovantes de dialogue. À titre d'exemple en 2018 :

- EDF a noué un partenariat avec l'Ecole Nationale Supérieure des Paysages (ENSP), qui a récemment permis de réaliser un support de formation destiné à accompagner les chefs de projets [2] ou de déployer des ateliers pédagogiques régionaux à Brennilis quant à l'avenir du site ;
- le partenariat noué avec la Fédération Nationale de la Pêche en France (FNPF) facilite le financement et le pilotage d'actions en faveur des milieux aquatiques, où près de 50 conventions ont été signées avec les fédérations départementales de pêche, sur la base d'une convention-cadre ;
- à Flamanville, EDF a mis en place un Comité de suivi du dialogue social avec les 5 représentants des Unions Départementales Syndicales représentatives au plan national ; cela permet d'aborder tous les enjeux du Grand Chantier EPR et les questions liées à l'avancement du chantier, la sécurité et l'Emploi ou la démobilisation des salariés. Ce Comité est reconduit jusqu'à la fin du chantier ;
- les dispositions proposées par EDF en vue d'améliorer le niveau de sûreté de ses réacteurs nucléaires de 900 MW dans le cadre de leur 4e réexamen périodique font l'objet d'une concertation inédite : sous l'égide d'un Haut Comité pour la transparence et l'information nucléaire (HCTISN), il s'agit d'associer le public aux enjeux et objectifs de ce programme et de permettre d'éclairer les décisions ultérieures. Tous les principaux acteurs institutionnels de la sûreté des centrales nucléaires en France sont mobilisés : l'Association nationale des comités et commissions locales d'information (ANCCLI), l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) et l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN). Huit centrales nucléaires de production d'électricité sont concernées : Blayais, Bugey, Chinon, Cruas-Meysse, Dampierre-en-Burly, Gravelines, Saint-Laurent-des-eaux et Tricastin. Il s'agit là d'une première phase d'échange avec le public, en amont des enquêtes publiques qui se dérouleront réacteur par réacteur. Une plateforme numérique est dédiée [3] et des rencontres sont programmées par les Commissions locales d'information ;
- la Direction de la Production Nucléaire développe les Instances de Concertation et de Coordination (ICC), structures locales pérennes d'accompagnement du développement économique. À fin 2018, 13 des 19 ICC ont été mises en place, en lien avec leurs préfectures d'implantation. Le dispositif vise à développer les synergies entre les acteurs et à accroitre la création de valeur générée localement par la centrale, levier de réussite du programme Grand carénage (logistique, circulation, logement, sécurité, besoins en formation et en compétences) ;
- s'agissant de la fermeture anticipée de la centrale de Fessenheim, EDF participe aux réunions de concertation organisées sous l'égide de la préfecture du Bas-Rhin. Ces instances permettent notamment d'informer un large public de parties prenantes locales sur les étapes industrielles de la mise à l'arrêt des réacteurs 1 et 2, ainsi que sur le dispositif d'accompagnement envisagé par EDF auprès des salariés du site et des entreprises prestataires. Ce dialogue est réalisé en lien avec le Groupement des Industriels de la Maintenance de l'Est (GIMEST) ;
- EDF Hydro expérimente l'utilisation de plateformes numériques d'échange d'informations et de données multi-services destinés aux parties prenantes locales ; en 2018, des ateliers test ont été menés en phase amont sur la base de maquettes. Sur ses projets éoliens, et au-delà des réunions publiques habituelles, EDF Luminus a développé des plateformes de dialogue en Wallonie et en Flandres ;
- EDF Norte Fluminense au Brésil et EDF Renewables au Mexique ont mis au point de nouveaux outils de gestion des suggestions ou des réclamations des clients, des salariés et des fournisseurs.

3.2.5.4 Faire entendre sa voix et participer aux débats publics

La Commission Nationale du Débat Public a été saisie du projet de révision de la programmation pluriannuelle de l'énergie de métropole continentale. EDF a participé à quatre des neuf ateliers de controverse [4] EDF a publié un cahier d'acteur présentant la posture du Groupe et permettant d'afficher ses convictions, et a participé aux soixante-quatre débats avec des publics-cibles (consommateurs, artisans et commerçants, précaires énergétiques, chambres de commerce).

3.2.5.5 Écouter les salariés et parler d'énergie

De janvier à avril 2018, les 101 000 salariés d'EDF et de ses filiales en France ont été conviés à dialoguer autour de la vision stratégique de l'entreprise (« Parlons Énergies »).

Ces échanges ont permis d'identifier 20 défis clés pour l'entreprise et de faire remonter 200 propositions. Le 2 juillet 2018, l'examen de ces propositions par le Comex a été suivi par plus de 10 000 salariés autour de trois thématiques : mettre les clients et les usages au cœur de notre modèle économique, s'engager résolument dans des filières d'innovation, et transformer nos modes de fonctionnement. La mise en œuvre de « Parlons Énergies » se poursuit avec des salariés volontaires.

Cette initiative a reçu le trophée de la participation et de la concertation le 19 novembre 2018, organisé par la Gazette des communes et l'association Décider Ensemble sous l'égide du ministère de la Transition écologique et solidaire, de la Commission Nationale du Débat Public et du Commissariat Général au Développement Durable.

(1) Outre le respect des réglementations locales.

(2) « Le paysage de chantier et les chantiers de paysage ».

(3) concertation.suretenucleaire.fr

(4) Consommation d'électricité, nucléaire, énergie hydroélectrique, emploi et transition énergétique, auquel s'est ajouté un atelier énergie et opinions conduit par un représentant EDF.

3.2.6 S'ENGAGER EN FAVEUR DE LA BIODIVERSITÉ



En raison de l'implantation de la plupart de ses installations industrielles au sein de zones protégées ou dans leur proximité, le Groupe a fait de la biodiversité un enjeu majeur depuis plusieurs décennies. EDF est un propriétaire foncier et un gestionnaire de ressources naturelles de première importance. Mieux connaître ce patrimoine, réduire les impacts des activités, et enrichir la biodiversité locale sont des axes de performance pour ces sites industriels. L'importance de l'enjeu explique que le Groupe se soit engagé en faveur de la biodiversité dès les années soixante-dix, avec par exemple la création en France d'un laboratoire national sur les questions d'hydroécologie, et l'établissement dès 2006 d'une politique Biodiversité.

Les pressions des activités de l'entreprise sur la biodiversité concernent principalement [1] :

- l'eau et la biodiversité aquatique, en raison notamment :
  - des ouvrages de production hydraulique (centrales, 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 ;
- le compartiment aérien (oiseaux et chauve-souris) impacté par les réseaux aériens de distribution et les parcs éoliens.

Pour mieux apprécier les risques et les opportunités liés aux impacts et dépendances de l'activité de l'entreprise sur les écosystèmes, EDF a expérimenté la méthode de l'Ecosystem Services Review (ESR) [2].

Cette démarche d'amélioration continue a valu à plusieurs sociétés du Groupe une reconnaissance de leurs actions :

- au Mexique, Citelum a été reconnu par le COEBIO (Conseil qui distingue les entreprises responsables en matière de bioéthique) ;
- au Royaume-Uni, EDF Energy est l'une des 5 entreprises à avoir répondu au standard Wildlife Trusts'Biodiversity Benchmark sur de multiples sites ;
- en France, EDF a vu son engagement dans la stratégie nationale pour la biodiversité (SNB) reconnu par le ministère en charge de l'écologie pour la période 2014-2017. Construit avec les partenaires d'EDF, cet engagement s'est traduit par de grandes orientations et des actions concrètes mises en œuvre en faveur de la biodiversité avec pour ambition de contribuer à freiner l'érosion de la biodiversité et d'être solidaire des dynamiques territoriales. Un bilan final a été adressé au premier semestre 2018 au ministère en charge de la transition écologique et solidaire.

3.2.6.1 L'engagement d'EDF : lancer une approche positive de la biodiversité, ne pas se limiter à terme à la connaissance mais avoir un impact positif sur la biodiversité (ORE n° 6)

Cet engagement, 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.

Le Groupe entend développer une approche positive de la biodiversité, en s'attachant à améliorer ses pratiques et en évitant au maximum des dommages irréversibles sur la nature. En effet, 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.

En 2018, l'engagement du Groupe dans l'initiative act4nature précise les modalités de déploiement de cet ORE, qui se décompose désormais en 5 grands objectifs : mobiliser les entités du Groupe, connaître les enjeux biodiversité et mettre en œuvre des actions concrètes, innover pour la biodiversité, s'engager dans un processus participatif et ouvert, contribuer aux politiques publiques.

3.2.6.2 Mobiliser toutes les entités du Groupe

L'engagement d'EDF en faveur de la biodiversité mobilise l'ensemble de l'entreprise, de ses métiers, de ses salariés, de ses activités et de ses projets. Cela se fait par des formations ciblées et un renforcement de l'approche ERC (éviter, réduire, compenser) dans tous les projets.

L'ORE et l'engagement act4nature sont déclinés au sein de chaque société du Groupe de manière adaptée à l'exercice de chacun, en conformité avec les réglementations locales. Certaines sociétés ont une politique biodiversité spécifique, tel EDF Energy qui a doté chaque site nucléaire d'un plan d'actions biodiversité propre et dont les résultats sont détaillés dans les rapports annuels des sites. De son côté, Enedis s'est engagé publiquement dans act4nature. Pour EDF, sa contribution est précisée dans une feuille de route déclinée par chacun de ses métiers.

3.2.6.2.1 Formation et sensibilisation

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. Chaque société pilote ses formations et sensibilisations internes en faveur de la biodiversité. Ces formations sont souvent réalisées avec le concours de partenaires associatifs naturalistes.

- en France, huit guides métiers ont été élaborés, rédigés au plus près des enjeux biodiversité propres à chaque activité opérationnelle. Des formations sont organisées aussi bien au niveau national que dans les entités. En 2018, 96 salariés ont bénéficié des formations nationales ;
- au Royaume-Uni, en septembre 2018, EDF Energy a réuni près de 1 900 salariés et riverains sur le site d'Heysham sur un événement en lien avec la biodiversité.

(1) Indicateur GRI : G4 EN12 – Disclosure 304-2.
(2) Méthode développée par le World Resource Institute (WRI) et le World Business Council for Sustainable Development (WBCSD).

3.2.6.2.2 Eviter, Réduire, Compenser [1]

L'ORE vise à avoir une approche positive de la biodiversité. EDF Energy s'est ainsi donné pour objectif d'atteindre un impact positif net avant 2030. Le Groupe applique les principes de la *mitigation hierarchy* [2] ou la réglementation *ad hoc* du pays d'implantation qui est parfois plus exigeante (notamment en Europe) : ainsi, en France, les sociétés du Groupe appliquent la doctrine ERC (Éviter, Réduire, Compenser). Les pratiques de l'entreprise en la matière ont été confrontées aux recommandations internationales promues par le BBOP [3].

Les enjeux environnementaux, dont la biodiversité, sont intégrés tout au long du parcours d'ingénierie et de l'exploitation, dès l'émergence et la conception des projets afin de privilégier l'évitement et la réduction. Dans le cadre des projets neufs, EDF cherche à réduire l'emprise au minimum et dans le cas de déconstruction et démantèlement à reconquérir le milieu naturel. Des démarches 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 (tels, en France : Ifremer, IRSN, Irstea, AFB/Onema). Les résultats sont publiés et accessibles. Par ailleurs, EDF évalue les risques dans les dossiers d'investissement.

Eviter, réduire

- Au Royaume-Uni, dans le cadre du projet de démonstrateur d'un parc éolien en mer à Blyth, EDF Renewables UK réduit ses impacts par la technique GBF (gravity based foundation). Cette technique évite de creuser des fondations dans le plancher océanique. Ceci se fait en partenariat avec l'université de Newcastle qui surveille la présence de mammifères marins autour du site ;
- au Cameroun, sur le projet Nachtigal, une première étude E & S a été réalisée en 2006, puis 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 en faveur de la biodiversité. Des plans spécifiques sur les mesures compensatoires (poissons) et d'accompagnement (espèces de flore aquatique endémiques) ont été réalisés en 2017. Des études complémentaires (dont une thèse) ont pour but de mieux connaître certaines espèces de poissons et de flore aquatique endémiques et de proposer des mesures de réduction voire de compensation du projet ;
- en France, dans les zones exploitées par Enedis [4], les nouvelles lignes HTA sont réalisées à 98 % en souterrain et à 100 % en technique souterraine ou discrète pour la BT. Au global 45 % de la totalité des réseaux HTA et BT sont en souterrain.

Compenser

- Au Laos, NTPC mène des discussions avec le gouvernement laotien sur la transformation de la zone protégée Nakai Nam Theun (Wildlife National Protected Area - WNPA) en un parc national reconnaissant ainsi la qualité de la protection de la biodiversité dans la zone protégée créée en compensation de la création du réservoir en amont du barrage ;
- en France, dans le massif de Belledonne en Isère, l'entreprise a expérimenté la compensation par l'offre 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 de la Transition ecologique et solidaire 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 Alpages 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. En 2018, le site n'a pas fait de demande d'agrément auprès du ministère pour proposer des unités de compensation par l'offre. Cependant les actions en faveur de la biodiversité se poursuivent avec les partenaires locaux ;
- la R&D d'EDF mène aussi des recherches sur l'évaluation de l'équivalence écologique. EDF a donc récemment financé 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 au moyen d'indicateurs, les pertes liées aux impacts et de comparer les pertes résultant d'un aménagement et les gains issus de mesures compensatoires. La thèse a été soutenue en décembre 2017.

3.2.6.3 Connaître les enjeux biodiversité et agir de manière concrète

Bien connaître les enjeux liés au foncier de l'entreprise exige d'avoir tout à la fois une connaissance fine de sa sensibilité écologique site par site - c'est-dire d'apprécier la qualité de leur biodiversité et de celle des territoires où ils se situent - et de connaître les superficies concernées, entité par entité. C'est ainsi que pourra être évalué la responsabilité vis-à-vis de la biodiversité de chacune des sociétés du Groupe.

3.2.6.3.1 Connaître la qualité écologique du foncier

La grande majorité des sites de production d'EDF se situe à proximité 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. Ils réunissent ainsi plusieurs facteurs propices à la biodiversité. La gestion écologique mise en œuvre sur ces sites vise à favoriser cette dernière.

Afin d'acquérir une connaissance fine de la qualité des écosystèmes présents, EDF mène une évaluation des enjeux biodiversité sur ses sites industriels et leur environnement proche. Mandaté par l'entreprise, l'UNEP – WCMC (World Conservation Monitoring Center) a débuté en juin 2017 une vaste étude pour évaluer la sensibilité écologique des lieux où sont implantés les sites industriels du Groupe [5], ce qui représente environ 1 000 sites.

Certains sites du Groupe présentent des enjeux plus forts en termes de biodiversité, soit en raison de la proximité d'une aire protégée, soit du fait des espèces qu'ils hébergent.

(1) Indicateur GRI : G4 - EU 13.

(2) 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.

(3) Le Business and Biodiversity Programme est une initiative qui a duré de 2004 à 2018. Elle promeut des bonnes pratiques standardisées via l'animation d'un réseau et la publication de différents documents.

(4) Enedis est une filiale gérée en toute indépendance.

(5) Analyse réalisée en septembre 2018 par le WCMC sur le périmètre EDF, EDF Renouvelables, EDF Energy, Edison, EDF China et la Direction internationale (EDF Luminus, MECO, Nachtigal, EDF Norte Fluminense, NTPC, SLOE, SINOP).

Les sites situés dans ou à proximité (à moins de 5 km) d'une aire protégée ou riche en biodiversité

NOMBRE DE SITES SITUÉS DANS OU À PROXIMITÉ D'UNE AIRE PROTÉGÉE (1)

	Aires protégées en vertu de conventions internationales			Aires protégées au niveau national (Catégories UICN)						
	Sites Ramsar (a)	Sites MAB (b)	Sites du Patrimoine Mondial (c)	Catégorie Ia	Catégorie Ib	Catégorie II	Catégorie III	Catégorie IV	Catégorie V	Catégorie VI
Allemagne									1	
Belgique	1							41	8	19
Espagne	1			1	1			1		
Etats-Unis							1	4	14	
France	20	1	2	10		34	7	266	113	
Grèce				1				1		
Guadeloupe*	1	2				2		7	1	
Guyane*	1							3		
Inde								1		
Israël								7		
Italie	6		2	2		10	7	61	22	
Laos										1
Martinique*				1				3		
Pays-Bas	1							1		
Réunion*			15	7		15		13	9	
Royaume-Uni	13						3	46	10	
St Pierre et Miquelon*								1		
Vietnam		1								
TOTAL GÉNÉRAL	**44**	**4**	**19**	**22**	**1**	**61**	**18**	**456**	**178**	**20**

* *Outre-mer*
(a) La convention de Ramsar, signée en 1971, vise à protéger les zones humides d'importance internationale.
(b) Programme MAB (Man and Biosphere) de l'UNESCO, créé en 1970.
(c) Liste de sites présentant un intérêt exceptionnel pour l'héritage commun de l'humanité (actualisée chaque année par l'UNESCO).

Les sites hébergeant des espèces menacées d'extinction

NOMBRE D'ESPÈCES MENACÉES SITUÉES SUR DES COMMUNES D'IMPLANTATION EDF (2)

	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

Plus la sensibilité écologique des sites est élevée et plus la superficie du foncier est importante, plus la responsabilité de l'entreprise est grande. Grâce à l'évaluation de la valeur écologique de son foncier, l'entreprise peut intégrer la biodiversité comme un des critères de décision dans ses choix industriels.

Le sujet du foncier concerne plus particulièrement dans le groupe EDF (41 000 ha en métropole), Edison (5 560 ha) et EDF Energy (1 617 ha).

- En France, EDF a évalué la qualité écologique d'environ 68 % du foncier dont l'entreprise est responsable. EDF 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 22 325 hectares de foncier pour l'hydraulique (soit 64 % du foncier à analyser). EDF a volontairement transmis à l'INPN (3) des données d'inventaire réalisées entre 2013 et 2017 sur 20 000 ha, soit environ 50 000 données d'occurrence.
- Au Royaume-Uni, EDF Energy a réalisé des inventaires sur la totalité de son foncier.

(1) GRI G4 EN 11 — Disclosure 304-1 ; les zones protégées retenues sont soit nationales soit sous conventions/accords internationaux
(2) GRI G4-EN14 – Disclosure 304-4 ; il s'agit pour EN 14 du périmètre EDF.
(3) Inventaire National du Patrimoine Naturel (INPN).

Au niveau du Groupe, le taux de connaissance écologique du foncier est de 69 % **[*]** à fin 2018 (68 % à fin 2017). Il s'agit d'un indicateur réalisé sur la base d'inventaires de terrain ; en 2018, le périmètre de cet indicateur s'étend à EDF (métropole) et EDF Energy, et sera étendu progressivement à l'ensemble des entités du Groupe [(1)].

3.2.6.3.2 Elaborer et mettre en œuvre des actions en fonction des enjeux dans le cadre d'une approche positive de la biodiversité

EDF développe et met en œuvre des plans de gestion de la biodiversité sur les sites qui s'y prêtent suivant leur vocation industrielle. Ses plans consistent en particulier à réduire l'utilisation des produits phytosanitaires ; développer des techniques alternatives à leur utilisation ; progresser dans la connaissance et la gestion des espèces exotiques envahissantes ; intégrer les enjeux de la continuité écologique au titre des diverses trames (vertes, bleues, noires etc.) ; mettre en œuvre des actions en faveur de la ressource en eau et de la préservation des milieux.

S'agissant des plans de gestion de la biodiversité

En France, une partie du foncier est gérée en partenariat avec des associations environnementales locales pour préserver les milieux et valoriser ce patrimoine naturel. Dans ce cadre, des préconisations de gestion permettent d'avoir recourt à des pratiques agro-environnementales comme des fauches tardives ou de l'éco-pâturage, deux exemples de mesures déployées sur les sites dans le cadre d'une gestion positive de la biodiversité.

S'agissant des produits phytosanitaires

En France, Enedis a pour objectif d'atteindre le « zéro phyto » en 2020 pour l'entretien des espaces verts attenants aux sites tertiaires et à compter de 2024 pour les sites industriels (postes-sources) et met également en place des aménagements pour favoriser la biodiversité. EDF a pour objectif de passer à « zéro phytos » ses principaux sites tertiaires (voir § 3.3.2.4.2 « Optimisation de l'utilisation des sols »). Framatome effectue en 2018 un état des lieux des quantités de produits phytosanitaires utilisés [(2)].

S'agissant des espèces exotiques envahissantes

Au Royaume-Uni

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.

En France

- La détection des espèces exotiques envahissantes est réalisée de manière systématique dans les diagnostics et pré-diagnostics écologiques du foncier d'EDF. Ce qui permet d'avoir une vision globale de la problématique pour EDF, d'intégrer cet enjeu dans les projets, et de porter des actions de gestion avec les partenaires au niveau local (collectivités, contrats de rivières, etc.). Ainsi, sur chaque site nucléaire et thermique un état des lieux des espèces exotiques envahissantes a été réalisé, avec préconisations de gestion associées ;
- EDF est partenaire du projet FUI PARIS qui vise à développer un nouveau procédé pour traiter les sols contenant des espèces exotiques envahissantes (le contrat de consortium 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 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. En 2018, EDF a réalisé une vidéo de promotion de la démarche « végétal local » disponible sur Internet.

S'agissant de la trame bleue

En France

- Pour les activités hydroélectriques : 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, entre 2013 et 2018, 41 ouvrages de franchissement piscicole ou arasements ont été mis en œuvre sur des sites à enjeux (classement « liste 2 » [(3)], Rhin, etc.). 210 ouvrages de franchissement piscicole (montaison/dévalaison) sont désormais fonctionnels à EDF hydro. 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 décennale du réservoir de Mont-Cenis, toujours en cours en 2018. Une opération de valorisation pour améliorer des sols agricoles a démarré en 2018 ;
- sur le site emblématique de Poutès, après un processus de concertation renouvelé, l'avenant à la concession a été signé en 2018 par le Préfet de Haute Loire et EDF Hydro. Le dossier d'exécution des travaux est en cours d'instruction pour un début de vidange de la retenue le 1er mai 2019. Le projet optimisé permet ainsi une production équivalente au projet initial tout en minimisant l'investissement et en présentant un gain écologique important.

En Belgique

EDF Luminus a initié un programme ambitieux visant à mesurer et 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 prévoit en parallèle l'installation d'un nouveau type de turbine à très faible impact pour les poissons migrateurs, avec un test sur le site de Monsin dont la rénovation débutera en 2019.

S'agissant de la trame verte

En France

- Les sites de production hydraulique de Kembs et de Romanche-Gavet ont fait l'objet d'importantes opérations de restauration écologique qui ont contribué à la reconstitution et au renforcement des continuités écologiques terrestres, en cohérence avec les habitats naturels proches (ex : Petite Camargue alsacienne) ;
- afin d'appréhender l'insertion des sites dans les trames vertes aux échelles locales et régionales, les métiers ont analysé les SRCE (Schémas Régionaux de Cohérence Écologique) et en particulier les atlas cartographiques, qui identifient notamment les éléments de Trame Verte et Bleue retenus et leurs objectifs associés. Ce travail permet d'identifier les contraintes potentielles des choix de gestion et d'aménagement mais aussi les opportunités potentielles notamment dans le cadre d'opérations de restauration et de compensation ;
- la R&D d'EDF, qui s'intéresse au sujet depuis plusieurs années, a testé différents outils de modélisation numérique des continuités écologiques sur site. Les résultats ont été partagés avec le Muséum national d'Histoire naturelle (MNHN). Une étude est actuellement en cours sur la région Ile-de-France afin de développer une approche territoriale caractérisant notamment l'insertion des sites au regard des trames vertes ;
- depuis 2016-2017, les forêts du foncier de l'hydraulique 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.

S'agissant de la trame noire

Sur l'île de la Réunion, EDF, en partenariat avec la SEOR et le parc National, poursuit l'expérience nuit sans lumière (25 nuits) pendant la période de reproduction des Pétrels (modification des spectres et direction des éclairages de la centrale de Port Est et des bâtiments publics des communes voisines, coupures programmées la nuit, etc.).

(1) Cf. section 3.9.3.1 « Indicateurs Groupe de la politique Développement Durable et ORE ».

(2) Sur le recours aux produits phytosanitaires, voir aussi section 3.3.2.4.2 « Optimisation de l'utilisation des sols ».

(3) 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.

[*] IND Indicateur clé de performance extra-financière (cf. table de concordance DPEF en section 8.5.4)

S'agissant de la préservation et de la restauration des milieux [1]

L'entreprise est aujourd'hui gestionnaire d'espaces naturels, en partenariat avec des associations locales. 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 pluriannuels de suivis et d'actions en faveur de la biodiversité et en lien avec des objectifs adaptés aux enjeux des sites.

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.
- 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 Belgique

EDF Luminus publie chaque année la liste des sites sur lesquels des mesures de protection de la biodiversité sont en place (mesures volontaires et mesures obligatoires).

3.2.6.4 Innover pour la biodiversité

Dans un monde de plus en plus décentralisé et interconnecté, EDF adapte ses modalités d'action pour réussir son engagement en faveur de la biodiversité. Le Groupe s'appuie sur un mode de fonctionnement transverse aux métiers agile et apprenant, qui mobilise l'intelligence collective *via* des groupes de travail dédiés.

Par ailleurs, depuis plus de 30 ans, EDF s'est doté d'une R&D dédiée travaillant sur l'environnement, en partenariat avec des organismes externes. Le Groupe explore des approches innovantes encore émergentes et expérimentales. La biodiversité constitue l'un des thèmes principaux et l'un des plus gros budgets de R&D. Ainsi environ 21 millions d'euros seront alloués pour les quatre prochaines années aux travaux de recherche pour :

- améliorer la connaissance scientifique et apporter des outils scientifiques et technologiques innovants pour mieux évaluer les impacts des installations d'EDF sur la biodiversité terrestre et aquatique ;
- améliorer les pratiques de compensation écologique et la prise en compte des interactions entre services écosystémiques et activités de l'entreprise ;
- proposer des solutions pour maitriser et diminuer les impacts sur les écosystèmes par exemple en identifiant des solutions pour la restauration et le rétablissement de la continuité écologique (sédimentaire et piscicole) des cours d'eau.

Ce programme de recherche mobilise 25 chercheurs et techniciens et de nombreux partenaires. Leurs travaux permettent une amélioration continue des pratiques de l'entreprise pour la biodiversité et contribuent à la connaissance scientifique notamment par la publication de thèses et d'articles dans des revues de portée internationale.

EDF travaille sur la bio-inspiration et propose en interne des solutions bio-inspirées. Un séminaire organisé en 2018 avec le CEEBIOS a présenté l'état des lieux des solutions bio-inspirées déjà proposées en interne et le champ des possibles aux chercheurs et ingénieurs.

3.2.6.5 S'engager dans un processus participatif et ouvert

Le groupe EDF cherche à comprendre et à répondre aux attentes de ses parties prenantes et s'implique dans les instances locales de gouvernance de la biodiversité. Par exemple, en France, il s'agit de Comités de bassin, Comités de rivière, Comités régionaux de biodiversité. EDF a développé dans la durée une politique de coopération avec des partenaires associatifs, scientifiques et institutionnels, ayant un fort ancrage territorial et une expertise biodiversité :

- EDF participe aux réflexions et entretient des relations nourries avec des think tank comme OREE, EPE, le CILB ou le Business & Biodiversity Offsets Programme (BBOP). EDF participe au groupe de travail B4B + de la CDC Biodiversité sur la définition du global biodiversity score ;
- 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 à Dungeness ;
- 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 cent 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 (Irstea) 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 (1 convention cadre et près de 50 conventions locales avec les fédérations départementales). En 2018, une nouvelle convention nationale avec la Société d'Etude et de protection des mammifères (SFEPM) [2]. Ces partenaires sont régulièrement réunis en séminaire de manière à entretenir une dynamique collective en faveur de la démarche biodiversité d'EDF. En 2018, les partenaires ont participé à la rédaction de la feuille de route biodiversité d'EDF lors d'un séminaire de 2 jours réunissant une cinquantaine de personnes.

(1) GRI G4 EN 13 – Disclosure 304-4.

(2) Cf. section 3.1.3.3.3 « Un apport d'expertises via des partenariats DD ».

3.2.6.6 Contribuer à la mise en œuvre des politiques publiques

Le Groupe accompagne également le déploiement de politiques publiques nationales ou locales en faveur de la biodiversité.

En matière d'actions en faveur d'espaces protégés ou d'espèces menacées [1]

En Europe

Plusieurs sites EDF contribuent aux objectifs de préservation de zones Natura 2000 et contribuent à mettre en œuvre des contrats Natura 2000. Le Groupe participe à des programmes Life +, notamment EDF pour le Desman des Pyrénées (2014-2019), EDF Luminus sur les poissons migrateurs, ou Enedis [2] avec le Life Gypconnect.

En France

- 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 tels que le plan Loutre d'Europe en région Centre, l'Angélique des estuaires, ou celui sur les odonates, qui fait par ailleurs l'objet d'une thèse soutenue en 2018 ;
- sur l'île de la Réunion, EDF mène, en partenariat avec la SEOR, des actions de protection et préservation des « Papangues » (espèce endémique en voie de disparation) : acquisition de données sur les couloirs de vols de ces oiseaux avec la pose d'émetteurs/récepteurs. EDF s'implique dans le financement du projet et dans la pose de matériels sur nos réseaux (récepteurs) ;
- 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 de sensibilisation du grand public

En France, EDF participe à la fête de la nature. L'entreprise est le partenaire principal de cette manifestation nationale médiatisée. Pour la dernière édition de 2018, 31 sites d'EDF participaient, organisant 80 manifestations, attirant 4 800 visiteurs. À l'occasion de cette fête, EDF a publié, en 20 000 exemplaires, un journal dédié aux questions de biodiversité.

Le Groupe met en œuvre d'autres leviers d'actions volontaires, dans le cadre des politiques de mécénats tels :

- au Brésil, EDF Norte Fluminense poursuit son action avec l'association Mico Leao Dourado pour préserver une forêt pluviale atlantique : reforestation de la forêt du bassin versant, habitat du Leontopithecus rosali. Depuis le démarrage du projet, près de 10 hectares de forêts et systèmes agroforestiers ont été reboisés avec le support direct d'EDF Norte Fluminense ;
- en France, EDF soutient la « liste rouge » des espèces menacées en France élaborée par l'UICN France et le Muséum national d'histoire naturelle.

(1) Ces actions sont réalisées sur des espèces identifiées en fonction de leur statut et de leur dépendance ou proximité à nos ouvrages.
(2) Enedis est une filiale gérée en toute indépendance.

3.3 AUTRES THÉMATIQUES DE LA POLITIQUE DÉVELOPPEMENT DURABLE

La politique Développement Durable (DD) du groupe EDF d'avril 2017 a été revue en juin 2018 afin d'intégrer notamment l'ambition carbone du Groupe [1] et d'intégrer plus explicitement les Objectifs de Responsabilité d'Entreprise. Cette nouvelle version de la politique clarifie visuellement les exigences du domaine est complémentaire de politiques Groupe comportant elles-mêmes certaines dimensions de la Responsabilité d'Entreprise (Politiques RH – Politiques Achat – Politique Ethique et Conformité – Politique Sureté Nucléaire).

La politique intègre aussi des recommandations liées à l'anticipation et à la préparation de l'avenir notamment pour répondre à des attentes recueillies lors des phases d'écoute de nos parties prenantes (section 3.1.1.2 « Les dispositifs d'écoute des parties prenantes ») dont certaines pourraient à terme devenir des obligations réglementaires.

Sa mise en œuvre est basée sur un principe de subsidiarité. La performance durable 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 grandes 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). Elle 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).

Les exigences de la politique sont définies en quatre grandes finalités : 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. Ces exigences s'appliquent à toutes les entités et filiales du Groupe ainsi qu'aux projets et investissements soumis aux instances de décision ; la grille de criblage établie pour produire l'avis spécifique Développement Durable sur ces projet [2] intègre les éléments décrits dans la présente section.

3.3.1 ADAPTATION AU CHANGEMENT CLIMATIQUE



Les exigences relatives à cette finalité comprennent la mise en œuvre des engagements de long terme définis dans les ORE n° 1 et l'ORE n° 4 ainsi que les exigences ou recommandations décrites dans le présent chapitre.

Le changement climatique a des impacts directs sur les conditions physiques d'exercice des activités du Groupe, mais aussi des impacts indirects (altération de la demande d'énergie, perturbation de l'environnement concurrentiel). Le groupe EDF dispose depuis 2010 [3] d'une stratégie d'adaptation au changement climatique qui vise à réduire ou éviter les effets préjudiciables de ces impacts, tout en en préservant les avantages.

Cette stratégie concerne les risques physiques et de transition ; il s'agit :

- d'évaluer les impacts des changements climatiques en cours et à venir sur les installations et activités existantes ;
- d'adapter les installations concernées pour les rendre moins sensibles aux conditions climatiques, d'améliorer leur résilience aux évolutions et aux situations extrêmes ;
- de prendre en compte les hypothèses d'évolution des conditions climatiques dès la conception des installations ;
- d'adapter les offres, les opérations internes et le savoir-faire du Groupe au changement climatique.

La R&D d'EDF dispose de méthodes et outils permettant de modéliser les impacts du changement climatique, de proposer des solutions d'atténuation, et d'anticiper la direction dans laquelle les systèmes énergétiques pourraient évoluer :

- un « Service climatique » a été mis en place, chargé de produire les données prospectives permettant d'identifier les risques physiques du changement climatique ;
- un programme de recherche a été initié sur la robustesse des sources froides des centrales nucléaires et thermiques en exploitation ; il intègre les résultats obtenus sur l'évaluation de la disponibilité de l'eau dans les bassins français concernés ;
- d'autres projets de recherche visent à anticiper les évolutions des systèmes énergétiques, et à faire émerger les contraintes auxquelles ils seront soumis, les facteurs de rupture.

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. Prévues pour être exploitées sur une période plus courte (vingt ans environ), les centrales éoliennes et photovoltaïques sont peu impactées, d'autant qu'il s'agit d'installations légères aux équipements facilement remplaçables.

Eau

Le changement climatique influe sur la disponibilité, la quantité, la distribution et la localisation de la ressource en eau et intensifie la concurrence entre les différents usages de l'eau.

Afin de renforcer la résilience aux aléas climatiques extrêmes des installations hydrauliques, plusieurs ouvrages ont été renforcés. C'est par exemple le cas du barrage de Record sur l'Agout, muni d'évacuateurs de crues en touches de piano « Piano Key Weirs ».

EDF a développé, depuis de nombreuses 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 des données permet de prévoir et de surveiller les phénomènes hydrométéorologiques à risque ; une surveillance est organisée 24h/24, 7j/7.

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. Par ailleurs, les hypothèses de hausse du niveau des mers et des océans ont été intégrées dès la phase de conception des nouvelles centrales nucléaires EPR du Groupe.

Réseaux

Dans son plan d'adaptation au changement climatique, Enedis [4] a formalisé les mesures prévues pour réduire la vulnérabilité des réseaux (1,4 million de kilomètres) et diminuer les délais de réalimentation des clients en cas de coupure. Ce plan couvre également les risques d'inondation et de chaleurs estivales. Il s'agit d'enfouir des réseaux HTA aériens pour prendre en compte les risques de chutes d'arbres, vent, neige, givre, en priorisant les ouvrages les plus exposé. Enedis a déposé 3 800 kilomètres de lignes aériennes HTA en 2018, dont 1 000 sont liés à la gestion du risque climatique.

(1) Cf. section 3.2.1 « S'engager en faveur du climat ».
(2) Cf. Section 3.1.2.2 « Intégration des Objectifs de Responsabilité d'Entreprise dans le processus stratégique du Groupe et le screening des projets ».
(3) En cours de révision au sein du Groupe.
(4) Enedis est une filiale gérée en toute indépendance.

Suite aux dégâts causés par l'ouragan Irma, les clients les clients ont été réalimentés en moins de cinq semaines. La phase de sécurisation du réseau électrique de Saint-Martin et de Saint-Barthélemy est entamée, pour une enveloppe budgétaire s'élevant à 28 millions d'euros sur 3 ans. Dans les territoires insulaires, 95 % des nouveaux réseaux sont construits en sous-terrain (HTA et BT).

En 2018, la Force d'Intervention Rapide Électricité (FIRE) est intervenue dans la suite des tempêtes Eleanor, Fionn et Adrian en Corse, ainsi qu'après les tempêtes tropicales Berguitta et Fakir. La FIRE est en capacité de mobiliser jusqu'à 2 000 intervenants 24h/24, 7j/7, aussi bien sur le territoire national qu'à l'étranger.

3.3.2 OPTIMISER L'UTILISATION DES RESSOURCES NATURELLES ET PRÉSERVER L'ENVIRONNEMENT

Le groupe EDF applique les principes de l'économie circulaire à la préservation des ressources naturelles : eau, air, sols, matières premières, ainsi qu'à la gestion de ses déchets.

3.3.2.1 Economie circulaire



3.3.2.1.1 Principe et applications

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. Cela se matérialise au travers de leviers d'actions tels que la réparation, la réutilisation, le réemploi, le recyclage des objets et l'écoconception des produits.

En cohérence avec les nécessités de la transition énergétique, le Groupe fait de l'utilisation optimale des ressources naturelles consommées par sa chaîne de valeur, une composante essentielle de sa responsabilité d'entreprise et a inscrit cet axe dans sa politique de développement durable. 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 : conception – construction – exploitation et déconstruction 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 etc.).

Les principes de l'économie circulaire nourrissent la conduite managériale de l'entreprise [1]. Ils concernent de nombreux domaines bien au-delà de la seule gestion des déchets [2] notamment l'énergie, cœur de métier du Groupe, les matières premières nécessaires (*cf.* section 3.3.2.5 « Matières premières ») et les sols (*cf.* section 3.3.2.4 « Sols »), l'eau (*cf.* section 3.3.2.2 « Eau » sur la réutilisation de l'eau).

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, nucléaire, hydraulique) y compris dans le cadre de nos activités de traitement de déchets radioactifs à l'exemple de la fabrication d'éléments de protections biologiques à partir de déchets métalliques par 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.

3.3.2.1.2 Les déchets radioactifs

Cf. section 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés » et section 3.9.3.2 « Autres indicateurs » pour les indicateurs chiffrés.

3.3.2.1.3 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. 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 s'inscrit dans le cadre de la réglementation en vigueur, 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 eco-produits, le tri, la valorisation matière (particulièrement pour les déchets de chantier qui constituent la quantité la plus importante).

Les déchets dits conventionnels sont les déchets évacués dans l'année vers une filière extérieure. 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.

3.3.2.1.4 Des actions de réduction des déchets conventionnels

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, ES, Dalkia, EDF Luminus) avec des indicateurs associés (quantité de déchets évités, économies réalisées sur la gestion des déchets, quantification des actions de sensibilisation, quantités d'équipements réemployés, etc.). Plusieurs leviers d'action sont utilisés : des procédures internes (anticipation des chantiers : schémas d'organisation de la gestion des déchets (SOGED) désormais systématiquement mis en place préalablement à tout chantier important de construction, de déconstruction ou de maintenance, conventions de vente ou dons pour réemploi), des prescriptions dédiées dans les cahiers des charges (EDF, EDF Renouvelables), des solutions techniques innovantes (séparation eau/huile des effluents hydrocarburés, décapage de l'amiante etc.), de nombreuses actions de sensibilisation du personnel et des prestataires (communication, formations, guide de prévention déchets 2016 comportant de nombreuses 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 (*cf.* section 3.1.3.3.2 « Un pilotage des risques environnementaux ») et de la prévention des risques environnementaux.

Compte tenu de leur importance, des actions spécifiques concernent les déchets de chantier ou de 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

(1) L'économie circulaire est l'une des nouvelles exigences de la norme ISO 14001 sur laquelle s'appuie l'action managériale de terrain.

(2) Noter qu'en matière de lutte contre le gaspillage alimentaire, 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 significative ; de la même manière qu'au regard de ses risques et de son analyse de matérialité, EDF n'estime pas matérielles les informations liées aux modifications de l'article L. 225-102-1 du Code de Commerce, introduites par la loi n° 2018-938 30 octobre 2018 s'agissant de la lutte contre la précarité alimentaire, du respect du bien-être animal et de l'alimentation responsable, équitable et durable.

d'outils de mise en relation à l'instar de l'intranet VEOL avec son site dédié aux échanges « Entre sites ». EDF s'est fixé un objectif de 100 millions d'euros de réduction de coût sur 3 ans (2018-2020) en comptabilisant les économies liées aux déchets évités et les ventes de matériels et matières. EDF et Enedis [1] s'investissent fortement dans le projet TANGO BLOCKCHAIN inter-entreprises visant à faciliter le réemploi des matériaux déposés, en commençant par le mobilier. *Via* ce projet de plateforme de réemploi, Enedis a mené une 1re expérimentation dans la Loire avec plus de 16 tonnes de mobiliers réemployés (donc de déchets évités) auprès d'acteurs locaux : associations, centres sociaux, collectivités et écoles.

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 Renouvelables 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.

3.3.2.1.5 Gestion et valorisation des déchets conventionnels

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 d'EDF, pièces détachées réutilisées à Aramon, Porcheville ou La Coche) ;
- 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 environnement 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 Renouvelables 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 [2] se maintiennent à des niveaux élevés.

Résultats au sein du Groupe	2018	2017	2016
Volume des déchets industriels conventionnels valorisés ou évacués en vue de valorisation *(en tonnes)*	414 627	518 591	607 171
Taux de valorisation des déchets *(%)* - groupe EDF	87,1	85,0	89,9
Taux de valorisation des déchets *(%)* – EDF	92,4	93,0	95,3
Taux de valorisation des déchets *(%)* - EDF Energy	95,7	96,8	99,1

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 annuelle de déchets. En 2018, la production totale de déchets conventionnels s'élève à 422 000 t en France [3], 20 980 t au Royaume Uni, 31 113 t en Italie, 1 124 t en Belgique et 764 t dans les autres parties du monde.

Concernant les déchets non valorisées (élimination en centre d'enfouissement), ils sont constitués essentiellement de déchets ne bénéficiant pas de filières de valorisation : boues provenant du traitement des fumées (désulfuration) ou du traitement des effluents et contenant des substances dangereuses (les arrêtés préfectoraux d'autorisation imposent d'enfouir ces déchets), calorifuges et isolants minéraux (pas de filière industrielle disponible à ce stade mais à l'étude), déchets en mélange assimilables à des ordures ménagères dont la quantité est limitée par le tri.

Impact des activités de déconstruction et maintenance

En 2018, les activités de construction sont en nette diminution du fait notamment de la fin de réalisation de gros projets : Velaisnes à la Direction immobilière, chantiers des diésels d'ultime secours (DUS) à Chinon, Flamanville, Paluel et Tricastin. Les activités de déconstruction restent à un niveau soutenu notamment avec les travaux de Richemont en France, à Jarry Nord (Guadeloupe) et à Luciana (Corse). Par ailleurs, pour EDF Hydro, de nombreux curages de retenue ont fait croître la production de sédiments (+ 19 000 t).

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 CO_2 évitée par tonne de cendre incorporée [4]). En France, la production thermique fossile d'EDF a produit 127 858 tonnes en 2018 et 157 564 tonnes ont été valorisées en filière ciment-béton (déstockage de stocks anciens [5]). En 2018, Dalkia a développé l'usage de déchets comme combustible, ce qui valorise en énergie une fraction de déchets biomasse non utilisée précédemment (résidus de coupes forestières) et développe des projets de valorisation de bois-déchets.

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 [6], ES).

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 ou des universités. EDF a participé avec l'association OREE, l'ADEME et le ministère de la Transition écologique à la rédaction du guide de la déconstruction et la gestion des déchets paru en novembre 2018. 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 Wastenergy participe activement à un projet de recherche appelé TERRACOTA de valorisation des CSR soutenu par l'ADEME.

(1) Enedis est une filiale gérée en toute indépendance.

(2) Hors cendres volantes de charbon et gypse, intégralement valorisés.

(3) Sociétés dont les sièges sociaux sont en France et sont consolidées par intégration globale.

(4) 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.

(5) Indépendamment de ce déstockage, tout ce qui a été produit en 2018 a été valorisé.

(6) Enedis est une filiale gérée en toute indépendance.

3.3.2.2 Eau



La demande mondiale en énergie et en eau croît dans un contexte de changement climatique qui modifie les régimes de précipitations. Le secteur de l'énergie, de l'extraction d'énergie primaire à la génération d'électricité, dépend entièrement de l'eau. L'eau est une source de refroidissement pour les productions thermiques, et bien sûr matière première pour la production hydroélectrique. Ceci pose la question du partage de la ressource en eau entre les différents usages, même si nous en restituons une très grande part.

Au-delà de ces aspects quantitatifs, la qualité de l'eau est aussi un enjeu identifié dans la matrice de matérialité comme un enjeu significatif. Cela fait référence au management des risques de pollution et de contamination susceptibles de causer sur les milieux terrestres et aquatiques des altérations biologiques, physiques et chimiques (et 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 des territoires dans lequel il agit en intégrant pleinement la dimension très 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 poussées.

3.3.2.2.1 Une ressource pour la production d'énergie

L'eau est un élément fondamental pour la production d'énergie. La force de l'eau est ainsi matière première pour la production hydroélectrique. L'eau est également nécessaire pour le refroidissement des centrales thermiques et l'extraction et le 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 environ 10 minutes en France) indispensable aux périodes de pointe, au développement des énergies renouvelables intermittentes, et à la réponse à incidents pour éviter un blackout. Le « Plan Stockage » lancé par EDF en 2018 intègre bien entendu cette technologie avec 2 GW (sur les 6 prévus) de nouvelles STEP d'ici 2035 (essentiellement en France).

En France métropolitaine, 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 (dont eau de mer) 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 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.

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 81 % et au Royaume-Uni 17 % 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 (et 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 pendant l'exploitation. Ainsi, le réservoir de Lunax a été construit dès l'origine en amont de la centrale nucléaire de Golfech pour palier à 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.

Globalement, 67 % 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 60 % en France, à plus de 99 % au Royaume-Uni et à près de 93 % en Italie.

Les prélèvements d'eau sont stables (légèrement en baisse) par rapport aux années précédentes et les prélèvements d'eau douce sont en baisse d'environ 4 % du fait principalement de la forte baisse de production à partir de charbon.

VOLUMES D'EAU PRÉLEVÉS ET RESTITUÉS PAR LE GROUPE

(en milliards de mètres cubes)	2018	2017	2016
Eau de refroidissement prélevée [1]	47,2	47,6	47,4
dont part d'eau douce	*15,4*	*16,0*	*16,2*
dont part d'eau saumâtre (ou estuaire)	*6,2*	*6,4*	*6,1*
Eau de refroidissement restituée	46,7	47,0	46,8
dont part d'eau douce	*14,9*	*15,5*	*15,7*
dont part d'eau saumâtre (ou estuaire)	*6,2*	*6,4*	*6,1*
Eau évaporée [2]	0,50	0,54	0,54

(1) Dont 38 milliards de mètres cubes en France et 8 au Royaume-Uni en 2018.
(2) Eau consommée, dont 0,48 en France et 0,01 au Royaume-Uni en 2018.

À noter que la quantité d'eau douce prélevée dans les nappes phréatiques est marginale, environ 0,01 % 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 prises d'eau et de rejets, les sociétés du Groupe mettent en œuvre les moyens nécessaires au respect des conditions de quantité et qualité d'eau ; elles mettent en place, en concertation avec les parties prenantes, des mesures adaptées aux situations climatiques exceptionnelles. EDF assure une surveillance de paramètres indicateurs de la qualité des écosystèmes terrestre et aquatique autour des sites. Les résultats de cette surveillance sont transmis aux administrations et utilisés dans des documents ou supports destinés au public.

Le volume d'eau évaporée en valeur absolue (500 mm^3) est en baisse de presque 10 %, l'essentiel de ce volume se fait en France (96,3 %) et au Royaume-Uni (2,4 %).

La consommation spécifique d'eau évaporée par kilowattheure d'électricité produite par les centrales thermiques fossiles, gaz et nucléaires du Groupe a été de 0,97 l/kWh contre 1,03 l/kWh en 2017 et en 2016. Du fait de l'utilisation de circuits ouverts et d'utilisation d'eau de mer dans certaines centrales, ces valeurs sont inférieures aux moyennes actuelles du secteur : 1,8 à 2,8 l/kWh selon l'IAEA [1].

(1) Efficient water management in water cooled reactors, International Atomic Energy Agency, 2012.

(en l/kWh)	2018	2017	2016
Eau consommée/production thermique	0,97	1,03	1,03

En intégrant la production d'énergie renouvelable, qui ne consomme pas d'eau, le ratio spécifique se réduit même à 0,86 l/kWh. Compte tenu de l'évolution prévue du parc, les prélèvements et consommations globales d'eau douce à l'échelle du Groupe auront tendance à baisser dans les années à venir.

Optimiser l'utilisation d'eau

Les centrales thermiques utilisent l'eau comme source froide pour optimiser leur rendement.

Le groupe EDF travaille sur plusieurs leviers pour optimiser son utilisation d'eau et réduire la pression sur les milieux :

- recherche de la meilleure efficacité possible pour l'utilisation de l'eau à l'échelle des territoires et des bassins hydrographiques ;
- réduction des consommations d'eau par le choix de systèmes de refroidissement pour les centrales thermiques, adaptés à la localisation géographique et à la disponibilité de la ressource en eau sur le site :
  - refroidissement en circuit ouvert (cas des grands fleuves) : prélèvement important de l'ordre de 150 à 180 l/kWh, restitution en rivière et consommation très faible (ordres de grandeur de 0,1 à 0,7 l/kWh),
  - 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),
  - refroidissement par aéroréfrigérant sec par air. Le refroidissement n'utilise plus l'eau mais l'air (avec 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. 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.

Exemples de réduction de consommation d'eau et mesures de limitation des prélèvements

Chez Framatome, un programme de recherche de fuites sur ses réseaux d'eau potable et la réfection de certains d'entre eux a été lancé et s'échelonne sur plusieurs années.

En Belgique, EDF Luminus a changé en octobre 2018 le système de refroidissement de sa centrale CCG de Seraing en remplaçant le système de refroidissement par une tour aéroréfrigérante. Cette action conduira à une diminution des prélèvements d'eau de la rivière, ainsi qu'à une réduction significative des taxes sur le prélèvement d'eau payées pour cette centrale.

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 mm^3 par an.

En France, EDF a réduit la consommation d'eau potable de l'ensemble de son parc immobilier et de ses espaces verts d'environ 5 % par an jusqu'en 2017.

Réutiliser et recycler l'eau

La réutilisation des eaux de process et de refroidissement se développe dans le Groupe lorsque c'est pertinent. En Chine, la centrale Ultra-supercritique de Fuzhou réutilise toutes ses eaux de process de manière séquentielle et en fonction de la qualité de l'eau (du refroidissement à l'arrosage des cendres et des jardins). Dans les grandes installations de combustion de biomasse de Dalkia, les eaux de rejet de process sont utilisées pour refroidir les cendres sous foyer des chaudières, de façon à limiter les volumes d'effluent liquide à traiter. 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 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 Guadeloupe, des citernes de récupération des eaux de pluie ont été mises en place pour réduire les prélèvements d'eau.

Le nouveau centre R&D de Saclay utilise les eaux de pluie de récupération pour alimenter 50 % des eaux de toilettes.

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, etc.) est autorisée dans le cadre de prescriptions réglementaires spécifiques.

Dessaler l'eau

Sur le site EPR de Flamanville 3, une unité de dessalement a été mise en place en 2016 pour compléter les moyens de production d'eau déminéralisée pour le process ainsi que pour les autres tranches. 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 m^3/an d'eau douce. En Italie, Edison dispose depuis fin 2016 d'une centrale CCG (Simeri Crichi) équipée de dispositifs de dessalement d'eau de mer pour remplacer ses prélèvements en eau douce.

Innover vers une soutenabilité des usages de l'eau

La 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 » ne sont pas pertinentes pour le secteur énergétique ; aussi, dans le cadre du Forum Mondial de l'eau, le groupe EDF a piloté [(1)] un projet international visant à élaborer une terminologie et un cadre méthodologique adapté au secteur énergétique. Dans la suite, et pour répondre à ses propres besoins, le Groupe a mobilisé un groupe de travail afin de pouvoir proposer un éventail d'indicateurs de soutenabilité des usages de l'eau, permettant d'alimenter le dialogue avec les parties prenantes. Ces indicateurs, peuvent, selon le contexte, refléter la relation à l'eau d'un aménagement ou d'un ensemble d'aménagements sur un bassin versant.

3.3.2.2.2 Gouvernance et partage de l'eau

L'optimisation de l'eau utilisée dans notre production électrique est très importante pour garder la maîtrise de l'eau en tant que ressource, notamment pour respecter nos engagements de garantie des multi-usages de l'eau (eau potable, irrigation, tourisme, etc.) et les besoins des autorités locales.

Gouvernance

Partout où il opère, EDF s'inscrit dans une logique de gestion de l'eau par bassin hydrographique. En France, EDF est représentée par l'UFE dans les instances de chaque bassin (Comité de bassin des agences de l'eau) Les actions d'EDF s'inscrivent pleinement dans les nouveaux schémas directeurs d'aménagement et de gestion des eaux (SDAGE) pour la période 2016-2021. La coordination de l'activité eau au sein du Groupe est réalisée pour chaque bassin par un Délégué coordonnateur de bassin et au niveau national *via* une fonction spécifique inter-métiers (Coordination de l'Eau d'EDF), mise en place officiellement en 2007 suite à plusieurs événements climatiques intenses. Elle est pilotée par le Directeur Exécutif Groupe chargé du pôle Énergies Renouvelables (membre du Comex). La gestion opérationnelle de l'eau est assurée au niveau national par le Groupe Gestion de l'Eau (GGE) chargé d'assurer le suivi régulier, hebdomadaire ou quotidien si nécessaire, des stocks d'eau afin de coordonner les différentes contraintes de production et de gestion du multi-usages de l'eau.

Gestion et partage de l'eau

En France, 2018 restera une année particulière alternant les extrêmes hydrométéorologiques. Le premier semestre a été très arrosé conduisant à un enneigement exceptionnel sur l'ensemble des massifs, une forte hydraulicité généralisée sur le premier semestre (un des productibles hydrauliques les plus forts depuis 40 ans). Un changement radical de conditions météorologiques a ensuite eu lieu avec l'avènement d'un temps devenant sec et très chaud durant l'été, et plus

(1) Entre 2012 et 2015.

encore en début d'automne, avec une forte canicule en milieu d'été mais de durée-intensité moins élevées que celles de 2003 et 2006. Cette dégradation a conduit à des étiages sévères sur de nombreux cours d'eau et fleuves à l'automne, de période de retour 5 à 10 ans sur la Meuse, la Vienne et une grande partie du Massif Central, de 10 à 20 ans sur le territoire Jura-Saône et supérieurs à 20 ans sur le Rhône à l'aval de Lyon, la Moselle et le Rhin.

Pour faire face à ces conditions climatiques particulières, voire exceptionnelles sur certains fleuves comme le Rhin, où même la navigation a été interrompue, différents leviers ont été activés au sein d'EDF pour optimiser la production [1] et répondre aux attentes des parties prenantes : c'est le cas des lâchers d'eau afin de préserver la faune piscicole sur la basse vallée de l'Ain par exemple, avec 43 mm³ déstockés de Vouglans à des fins environnementales en 2018. En 2018, ce sont globalement 882 hm³ de volumes qui ont été déstockés pour répondre aux différents besoins des usagers de l'eau dans le cadre des cahiers des charges des concessions hydroélectriques ou des conventions de partage de l'eau.

Du fait de ces conditions estivales particulièrement sèches et chaudes, la perte de production (ratio énergie nette perdue sur produite) liée aux températures et/ou débits des fleuves, est de 0.6 %, un niveau équivalent à celui de 2005 et 2006 (années également particulièrement chaudes). EDF a néanmoins fait 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.

3.3.2.3 Air



Le groupe EDF s'engage en faveur de l'amélioration de la qualité de l'air, en actionnant plusieurs leviers :

- évolution de son parc de production (fermeture, modernisation, transformation) ;
- mise à disposition de son expertise (communauté scientifique, collectivités).

3.3.2.3.1 Améliorer la qualité de l'air en transformant le parc de production [2]

Concernant ses installations de production, le groupe EDF a cédé ses actifs EDF Polska (cogénération et production d'électricité) en décembre 2017. Cela se traduit par une baisse mécanique des émissions de NOx, SO_2.

Émissions de SO_2, NO_x et poussières dues à la production d'électricité et de chaleur (kt) [1]	2018			2017			2016		
	SO_2	NO_x	Pous.	SO_2	NO_x	Pous.	SO_2	NO_x	Pous.
Groupe EDF	21	45	3	31	63	4	37	60	3
EDF	4	16	0,2	6	18	0,3	5	15	0,3

(1) La politique DD EDF Groupe indique l'objectif au paragraphe 2.3 : « Réduire de 50 %, entre 2005 et 2020, les émissions dans l'air de SOx, NOx et poussières du parc thermique à flamme du Groupe. ». En 2005, les émissions étaient respectivement de 236 kt, 209 kt et 14 kt.

Le groupe EDF a investi dans ses installations à travers le monde pour réduire les niveaux d'émissions atmosphériques. En Chine, les centrales à charbon du type Ultra-supercritique atteignent des niveaux d'émissions proches de celles d'une centrale à gaz, de l'ordre de : 5 / 10 mg/Nm³ en émissions de poussières, 35/50 mg/Nm³ en émissions de SO2, et 35/50 mg/Nm³ en NOx.

En Europe, les installations thermiques se sont alignées sur les meilleures techniques disponibles définies par l'Union européenne. En Italie, le parc thermique d'Edison est constitué de centrales Cycles Combiné Gaz avec une technologie parmi les plus performantes et les moins émettrices en polluants.

Dans les systèmes insulaires, les installations de combustion [3] sont équipées de systèmes de dénitrification des fumées avec pour les plus récents un taux d'abattement des NOx de 85 % [4]. En complément, des actions de réduction des émissions de NOx sont mises en place, adaptées à chaque installation : optimisation de la combustion et/ou des systèmes de traitement de dénitrification, et même réduction du nombre d'heures de fonctionnement pour certaines turbines.

En France métropolitaine, le parc de production évolue :

- EDF a poursuivi son processus de fermeture progressive de ses centrales thermiques fossiles en mettant à l'arrêt la dernière tranche fioul de 700 MW de Porcheville en avril 2018 ;
- en parallèle, EDF s'est engagé depuis le début des années 2000 dans une démarche ambitieuse de modernisation et d'amélioration des performances environnementales de son parc thermique, reconfiguré pour mieux servir la transition énergétique en France continentale mais aussi en Corse et dans les départements d'outre-mer. Les performances environnementales sont aujourd'hui conformes aux meilleures techniques disponibles définies par l'Union européenne. La fin de l'utilisation du charbon annoncée dans la PPE a conduit EDF à étudier une solution de combustion de pellets de biomasse, issus de bois de récupération. Le traitement des fumées issues de cette combustion est une des dimensions importantes du projet EcoCombust ;
- le groupe EDF, en substitution des centrales thermiques notamment, a poursuivi en 2018 la transformation de son parc de production en France en engageant par exemple le Plan Solaire et le Plan Stockage [5], technologies non émettrices de NOx, SO_2. En Corse et Guyane, des moteurs seront arrêtés d'ici fin 2023 et seront remplacés par de nouvelles installations de combustion plus performantes. En parallèle, EDF développe, dans les systèmes insulaires, des systèmes isolés 100 % EnR en compléments d'actions de Maîtrise de la Demande en Énergie et des actions de sobriété énergétique. Au niveau international, le démonstrateur *microgrid* MASERA [6] mis en place à Singapour illustre la volonté d'EDF de proposer des solutions innovantes, moins émettrices en polluants en réponse aux problématiques énergétiques locales, et de chercher des alternatives aux groupes diesel dans des sites isolés.

3.3.2.3.2 Améliorer la qualité de l'air en soutenant les initiatives publiques dans ce domaine

EDF [7] dispose d'un savoir-faire historique sur la compréhension et la modélisation des rejets atmosphériques et l'aéraulique des bâtiments qui s'appuient principalement sur un outil de modélisation « haute résolution ». Avec le CEREA [8], EDF R&D participe à l'effort scientifique dans le domaine de la qualité de l'air, en développant des modèles mis en open source [9].

(1) Il s'agit des centrales en bord de rivière utilisant de l'eau douce ; les centrales en bord de mer ne sont pas concernées par les questions d'élévation de température et de débits.

(2) Par ailleurs, et au-delà de son parc de production, EDF s'attèle à convertir sa flotte de véhicules à l'électrique dans le cadre du programme EV (cf. section 3.2.4.5 « La mobilité électrique »), réduisant du même coup les émissions de NOx et de poussières.

(3) Turbines à combustion et moteurs.

(4) Cas de moteurs équipés de système de dénitrification par Réduction Catalytique Sélective.

(5) Cf. section 3.2.4.6.1 « Le Plan stockage d'EDF »

(6) Microgrid for Affordable and Sustainable Electricity in Remote Areas. Le démonstrateur est composé de solaire, stockage, mobilité, pilotage de l'optimisation de la production. Cf. section 3.2.4.6.2 « Les réseaux intelligents »

(7) Il s'agit plus particulièrement du Département MFEE d'EDF R&D.

(8) Centre d'enseignement et de recherche en environnement atmosphérique, laboratoire commun à EDF R&D et à l'Ecole Nationale des Ponts et Chaussées.

(9) Libre d'accès au code source.

Sous forme de solutions innovantes, cette expertise est mise au service de la communauté scientifique, ainsi que des collectivités ; à titre d'exemples en 2018 :

- la ville de Villiers-sur-Marne a décidé de mettre en place, un démonstrateur de référence mondiale de la qualité de l'air intérieur et extérieur. Il s'appuiera pour sa réalisation sur l'expertise scientifique d'EDF [1]. Le défi à relever dans le cadre de la construction du nouveau quartier de Marne-Europe : permettre au plus grand nombre de respirer un air de bonne qualité, à un coût maîtrisé. Le caractère innovant du démonstrateur tient à son approche globale de la rue à la pièce à vivre, avec, dans les deux cas, la volonté d'utiliser la modélisation numérique [2] en vue de créer un outil d'aide au dimensionnement et à la visualisation du schéma de circulation de l'air optimal. Les travaux réalisés dans le cadre du programme de recherche serviront à déployer des services liés au traitement de l'air en milieu urbain et périurbain ;
- à Paris, Lille et dans le département de la Haute Savoie, les véhicules Enedis sont équipés d'un réseau de capteurs de qualité de l'air, Pollutrack. C'est la première flotte d'entreprise à contribuer à l'amélioration de la qualité de l'air en détectant et mesurant la pollution aux particules les plus fines et les plus dangereuses pour la santé ;
- Citelum met en œuvre son savoir-faire en termes d'éclairage intelligent et de services connectés pour accompagner Airparif dans sa politique d'amélioration de la qualité de l'air en Ile-de-France. Ainsi, dans le cadre de la création d'AIRLAB, le laboratoire de solutions innovantes pour la qualité de l'air d'Airparif, Citelum teste un prototype de mobilier urbain connecté permettant de mesurer en temps réel les flux de mobilité. Couplées aux données de surveillance de la qualité de l'air d'Airparif, des actions correctives et des évolutions d'infrastructures et de comportements pourront être définies. À l'avenir, ce dispositif basé sur les infrastructures urbaines pourra être un service connecté complémentaire pour une « smart city » ;
- par ailleurs, EDF contribue à des actions de prévention et de recherche sur l'impact sanitaire de la pollution atmosphérique à travers l'Association pour la Prévention de la Pollution Atmosphérique (APPA) et le Centre Professionnel sur la Pollution Atmosphérique (CITEPA). En 2018, partageant ses bonnes pratiques, EDF a contribué à la Journée Nationale de la Qualité de l'Air, organisée par le ministère de la Transition ecologique et solidaire.

3.3.2.4 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 3.2.6 « S'engager en faveur de la biodiversité »)

3.3.2.4.1 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 et de stockage des combustibles (conteneurs double enveloppe) ou des 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.

Ces mesures de prévention s'appuient sur les études de danger relatives aux ouvrages et s'enrichissent lors des réexamens périodiques. 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.

3.3.2.4.2 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 2018, plusieurs rapports de base ont été élaborés en déclinaison de la directive européenne IED : sites thermiques de Brennilis, Dirinon, Arrighi, Gennevilliers, Vaires sur Marne, Montereau, Martigues, Blénod, Bouchain, Le Havre et Cordemais ainsi que les unités de production d'EDF Luminus (Seraing et Angleur) et des systèmes électriques insulaires. Ils n'ont pas révélé de pollutions significatives. Des plans de gestion des sols sont en attente de validation par l'administration pour les sites de Chinon, Blayais et des travaux sont en cours sur les sites de Flamanville, d'Hinkley Point, sur des sites gérés par Dalkia et sur les sites en déconstruction du parc thermique en France et à SEI.

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, Enedis [3] et ÉS poursuivent leurs programmes de dépollution des appareils contenant des PCB [4] et PCT [5] de plus de 50 ppm. Ces plans d'actions poursuivis en 2018 sont conformes aux prévisions. L'objectif prévu au 31 décembre 2019 d'élimination de 50 % du parc initial a déjà été atteint en cours d'année. L'élimination totale est fixée à fin 2025. L'objectif prévu à fin 2019 d'élimination de 50 % du parc initial a été atteint avant l'échéance. EDF R&D, EDF SEI, EDF PEI, SOCODEI, Dalkia et la production thermique et nucléaire n'ont plus d'appareils dépassant ce seuil.

(1) EDF R&D dans le cadre d'un programme de recherche piloté par le CEREA.
(2) CEREA/ENPC/EDF R&D.
(3) Enedis est une filiale gérée en toute indépendance.
(4) PCB : Polychlorobiphényles.
(5) PCT : Polychloroterphényles.

Par ailleurs, des plans d'actions sont en cours pour limiter le recours aux produits phytosanitaires. Par ailleurs, des plans d'actions sont en cours pour limiter le recours aux produits phytosanitaires. La Direction Immobilière s'est fixée comme objectif « zéro produit phytosanitaire » à 2020 pour les 115 sites tertiaires d'EDF comportant des espaces verts [1]. À fin 2018, 104 sites ont atteint cet objectif en ligne avec le plan de progression engagé. Par ailleurs, d'autres entités n'utilisent plus de produits de ce type [2]. 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 Renouvelables (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 [3].

3.3.2.5 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. En lien avec sa politique de développement durable qui vise à préserver les ressources naturelles, et 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, la modernisation du parc thermique à SEI (nouvelles centrales PEI) et le remplacement des anciens moteurs des centrales dans les DOM et en Corse ;
- l'optimisation des installations existantes : amélioration de l'efficacité énergétique (SEI, Dalkia, EDF Energy) ou du rendement (Cycle combiné à gaz de Candela en Italie par Edison) par des actions de maintenance, de modification, de prescriptions en termes de qualité des combustibles 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 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 2 ou des travaux du Grand carénage sur le parc nucléaire existant. 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 Renouvelables, 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 turbiniers 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 fortement diminué en 2018 : charbon (-61 %), fioul (-18 %), gaz (-3 %). La consommation de charbon a notablement baissé du fait de la vente des actifs polonais. La consommation de fossiles a également été influencée par la bonne disponibilité des installations nucléaires et la production d'énergies renouvelables dont l'hydraulicité.

Dans les activités commerciales, toutes les actions en faveur de la maîtrise de l'énergie sont également source de préservation des ressources (*cf.* section 3.2.4 « S'engager pour que chaque client consomme mieux »).

Lors des grands chantiers liés aux investissements hydrauliques, nucléaires et thermiques, l'utilisation de matériaux recyclés est encouragée (granulats, terres, bétons, etc.) et les matériaux déposés sont valorisés (voir section 3.3.2.1 « Economie circulaire »). Des opérations de restauration de sols ont été réalisées avec des terres végétales et des sédiments à la Direction immobilière et à l'hydraulique.

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, aujourd'hui soutenue par EDF Pulse Croissance. Cette technologie utilise des matériaux faciles d'accès et non polluants pour fabriquer des batteries.

Concernant les usages tertiaires, un vaste programme de limitation des déplacements a été mis en place dans de nombreuses entités du Groupe (EDF, Edison, Citelum, etc.) avec recours massif aux vidéo-conférences et au télétravail.

La question de la rareté potentielle de certaines ressources fait l'objet d'une veille assurée par la R&D en relation avec les métiers concernés qui mettent en œuvre les mesures adaptées à chaque situation. EDF Renouvelables est attentif aux choix techniques et technologiques de ses fournisseurs stratégiques de turbines, certains ayant renoncé à l'utilisation d'aimants permanents (terres rares). Les éléments de veille alimentent les études prospectives relatives aux équipements et activités futures du Groupe.

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, soit 25,5 % des clients particuliers. L'objectif a été porté à 7,2 millions de clients pour 2018. Cet objectif a été à nouveau dépassé puisqu'à fin décembre 2018, 7,3 millions de clients avaient souscrit à la facture électronique, soit 29,9 % des clients particuliers. L'objectif pour 2019 est fixé à 8 millions.

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 CO_2 dans l'année, en 2013 20 kg équivalent CO_2 par salarié, en 2014 17,6 kg équivalent CO_2 par salarié et en 2015 comme en 2016 on a atteint 11 kg équivalent CO_2 par salarié, soit une réduction de plus de la moitié du papier consommé trois ans

(1) En raison du changement de périmètre de cette Direction, la cible a été ajustée.

(2) Par exemple SOCODEI, Edison, EDF Luminus, EDF Norte Fluminense, Enedis, plusieurs groupes d'exploitation hydrauliques ; ES a abandonné tous les produits à base de glyphosate.

(3) Sur le recours aux produits phyto-sanitaires, voir aussi 3.2.6.3.2 « Elaborer et mettre en œuvre des actions en fonction des enjeux dans le cadre d'une approche positive de la biodiversité ».

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. L'objectif a été largement dépassé en 2017 (-19 %) et atteint à nouveau en 2018 (-15,4 % à fin décembre 2018). Par ailleurs, 100 % du papier utilisé est FSC (recyclable et neutre en CO_2) et dispose du label « fleur européenne ». Chaque site EDF a mis en place une collecte sélective des papiers de bureau [1].

3.3.3 PORTER UNE ATTENTION PARTICULIÈRE AUX PERSONNES

L'attention que le groupe EDF porte aux personnes s'exerce sur le périmètre des parties prenantes identifiées dans sa cartographie (*cf.* section 3.1.1.1 « La cartographie des parties prenantes du Groupe ») : les salariés du Groupe et ses sous-traitants, les consommateurs, les communautés voisines de nos ouvrages ou projets ainsi que les populations qui ne disposent pas encore de l'énergie.

3.3.3.1 Droits de l'homme



L'engagement du groupe EDF, porté au plus haut niveau, et inscrit dans sa politique Développement Durable est de « ne tolérer aucune atteinte aux droits de l'homme dans toutes ses activités et chez ses fournisseurs ». Le sujet des droits de l'homme est piloté par la Direction Développement Durable qui en rend compte au Comex et au Comité gouvernance et responsabilité d'entreprise du Conseil d'administration. Néanmoins toutes les directions sont concernées et associées (Direction juridique, DRH, Métiers, Direction des Achats Groupe).

De par les activités industrielles d'EDF et de ses filiales en France et à l'international dans plus de 24 pays dans le monde, le groupe EDF est conscient des risques de violations des droits de l'homme auquel il peut être exposé directement ou indirectement notamment par l'intermédiaire de ses fournisseurs, sous-traitants et partenaires.

La démarche du groupe EDF en matière de respect des droits de l'homme s'appuie sur les principes de l'ONU sur les entreprises et les droits de l'homme [2]. En 2018, le groupe EDF a renforcé ses engagements notamment en signant un accord cadre RSE mondial, en intégrant plus fortement les droits de l'homme dans les études d'impact, les mécanismes de concertation (*cf.* section 3.2.5 « S'engager pour le dialogue et la concertation ») et dans le criblage des nouveaux projets avant décision de lancement. Il a par ailleurs accentué la sensibilisation des *managers* sur le sujet et rénové son dispositif d'alerte ouvert à tous.

3.3.3.1.1 Politiques et engagements en matière de droits de l'homme

L'année 2018 a été marquée par la signature le 19 juin d'un nouvel accord cadre mondial sur la responsabilité sociale du groupe EDF signé par 2 fédérations syndicales internationales (IndustriAll et ISP) et les syndicats du groupe EDF. Il s'applique de plein droit à tous les salariés du Groupe. Il traduit de façon effective l'engagement du groupe EDF de « faire du respect des droits humains une condition préalable à toutes ses activités et ne tolérer aucune atteinte au respect de ces droits, ni dans ses activités, ni chez ses fournisseurs, sous-traitants et partenaires. » Il affirme que dans le cas d'un conflit de normes avec les lois applicables dans les pays dans lesquels il opère, le groupe EDF s'attache à appliquer les dispositions les plus protectrices des droits humains. Cet accord porte également l'engagement d'associer les organisations syndicales à l'élaboration et à la mise en place du plan de vigilance, requis par la loi française du 27 mars 2017 sur le devoir de vigilance notamment « pour l'identification des risques et la prévention des atteintes graves envers les droits humains et les libertés fondamentales » (*cf.* section 3.4.4.5 « Un dialogue social soutenu »). Le groupe EDF et les signataires de l'accord mondial se sont engagés à promouvoir auprès des fournisseurs et sous-traitants l'ensemble des textes auxquels l'accord fait référence [3].

Le groupe EDF est engagé dans le Global Compact des Nations-Unies depuis 2001. EDF publie chaque année des Communications sur le Progrès (COP) au niveau « Advanced ».

3.3.3.1.2 Mesures de diligence raisonnable et contrôle de la mise en œuvre des engagements

Au cours de l'année 2018, la prise en compte des engagements en matière de droits de l'homme a été renforcée et des démarches de « due diligence » ont été développées :

- au niveau Corporate, la dimension « droits de l'homme » est systématiquement prise en compte dans le criblage des projets présentés au Comité des engagements Groupe (Investissements de plus de 50 millions d'euros) en particulier les impacts sur les communautés locales ou les questions de sécurité des salariés ;
- l'application, pour le groupe EDF, de la loi Devoir de vigilance du 27 mars 2017 a conduit à réaliser une cartographie des risques « Droits de l'homme » et à mettre en place une démarche de diligence raisonnable pour l'ensemble de ses entités. En 2018, une fiche obligatoire a été ajoutée au guide de contrôle interne pour s'assurer que les principales entités du groupe EDF avaient réalisé cet exercice ;
- en termes d'achats, 1 700 fournisseurs ayant un volume d'affaires de plus de 400 k€ ont reçu un questionnaire d'auto-évaluation ; parmi ceux-ci déjà plus de 770 ont été contrôlés et évalués. Cette démarche a été complétée par 53 audits externes couvrant en particulier les problématiques droits de l'homme [4] ;
- l'approvisionnement en combustible prend en compte la question des droits de l'homme : l'approvisionnement du charbon est couvert par le code de conduite Bettercoal, celui de l'uranium fait l'objet d'audits de mines [5] et celui du gaz et du pétrole pour les centrales des DOM a fait l'objet d'une cartographie des risques « droits de l'homme » dans le cadre du plan de vigilance ;
- la dimension « Droits de l'homme » est aussi identifiée, en tant que telle, dans les processus de concertation auxquels l'entreprise s'est engagée (*cf.* section 3.2.5 S'engager pour le dialogue et la concertation) ;
- un *e-learning* « les droits de l'homme dans l'entreprise » développé avec l'association Entreprises pour les droits de l'homme (EDH [6]), dont EDF est membre fondateur, est disponible en anglais et en français sur la plateforme réservée aux *managers* et celle accessible à l'ensemble des salariés, en particulier aux acheteurs. Ce *e-learning* a été customisé en intégrant les engagements du groupe EDF et 77 salariés l'ont suivi en 2018 ;

(1) Voir l'évaluation PAP50, cf. section 3.7 « Notation extra-financière ».

(2) Textes auxquels EDF fait référence : Conventions fondamentales de l'OIT ; Déclaration Universelle des droits de l'homme et le pacte international relatif aux droits civils et politiques (1966) ; le pacte international relatif aux droits économiques, sociaux et culturels (1966) ; Déclaration sur l'élimination de toutes formes de discrimination à l'égard des femmes (1967) ; Déclaration sur les droits de l'enfant (1959) ; Principes directeurs de l'OCDE à l'intention des entreprises multinationales (2011) ; Principes de l'ONU relatifs aux entreprises et aux droits de l'homme (2011).

(3) Par ailleurs, en 2012 une convention collective a été signée en Chine ; elle a été mise en place pour les salariés de la holding chinoise avec pour objectifs principaux d'améliorer de façon continue les conditions de travail et d'emploi des salariés et de promouvoir le dialogue social. 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.

(4) Cf. section 3.3.3.4 « Achats responsables ».

(5) Id.

(6) EDH compte 17 membres parmi les grandes entreprises françaises : e-dh.org

- les directions et sociétés opérant à l'international ont identifié des risques spécifiques par zone géographique, qui ont été mis sous contrôle : Citelum en Inde a créé des comités en charge des questions de harcèlement sexuel et de discrimination ; EDF Renouvelables a développé des cartographies des risques liés aux communautés locales et/ou aux conditions de travail dans différentes zones géographiques où la société opère (Amérique du Sud, Asie, Afrique-Moyen Orient, Europe et Amérique du Nord). La Direction Internationale a mis au jour, *via* la due diligence conduite sur le projet de centrale hydroélectrique Shweli 3 en Birmanie, un risque lié au conflit entre l'armée et des groupes indépendantistes. Pour approfondir cette démarche, un « Human Rights risk Impact Assessment and Mitigation » [(1)] est en cours de réalisation ;
- Edison a également pris en compte le risque « droits de l'homme » dans la qualification de ses fournisseurs, notamment ses fournisseurs d'éoliennes, et a intégré la question des droits de l'homme dans ses programmes de formation « Theory to practice » ; Edison s'appuie sur une initiative développée au sein du réseau italien du Global Compact : « Sustainable Supply chain self assessment platform » qui sensibilise les fournisseurs aux questions de droits de l'homme et de lutte contre la corruption qui doivent remplir un questionnaire d'auto-évaluation ;
- EDF Energy a publié en juin 2018 un « statement » conforme au UK Modern Slavery Act, tandis que Citelum et Norte Fluminense ont choisi de se faire certifier SA 8000 par un organisme indépendant, cette certification comprenant plusieurs exigences en matière de « droits de l'homme » ;

3.3.3.1.3 Mécanisme d'alerte et *reporting*

En septembre 2018, le groupe EDF a mis en place un nouveau dispositif d'alerte permettant aux salariés et collaborateurs extérieurs (personnel intérimaire, salarié d'un prestataire de services etc.) ou occasionnels (CDD, apprentis, stagiaires etc.) du Groupe, ainsi qu'aux tiers (riverains, consommateurs, communautés locales, ONG etc.) d'effectuer un signalement conformément à la loi « Sapin II » du 9 décembre 2016, relative à la transparence, à la lutte contre la corruption et à la modernisation de la vie économique, et à la loi « Devoir de Vigilance » du 27 mars 2017 relative au devoir de vigilance des sociétés mères et des entreprises donneuses d'ordre.

Ces signalements concernent notamment une atteinte grave envers les droits humains et les libertés fondamentales, la santé et la sécurité des personnes ainsi que l'environnement résultant des activités d'EDF et des filiales du Groupe. Le harcèlement et la discrimination sont également identifiés comme une thématique particulière. Le dispositif d'alerte éthique et conformité Groupe est accessible en 6 langues en France et à l'étranger. Les filiales gestionnaires d'infrastructures régulées disposent de leurs propres dispositifs.

La protection des lanceurs d'alerte est une préoccupation fondamentale pour EDF qui a sélectionné la plateforme sécurisée BKMS® System pour réaliser et héberger l'ensemble des échanges et informations relatives aux signalements. Cette plateforme garantit le cryptage et la conservation des données en toute confidentialité sur un serveur externe déconnecté des systèmes d'informations du groupe EDF.

Dans le système d'alerte éthique, 44 alertes ont été déclarées recevables dont 48 % liées à des questions de harcèlement et de discrimination.

Les filiales et les grands projets peuvent également être conduits à mettre en place des dispositifs spécifiques de recueil des réclamations et de gestion de plaintes.

C'est par exemple le cas du projet de barrage hydroélectrique de Nachtigal au Cameroun qui dispose d'une procédure de Gestion des Requêtes et des Plaintes [(2)] : toutes les plaintes et requêtes sont a priori recevables. Les plaintes peuvent être émises par écrit, oralement (face à face, téléphone, SMS) ou par personne interposée, dans toutes les langues locales de la zone d'intervention du projet, de même que dans les langues officielles du pays (français et anglais). Seules les plaintes qui se rapportent directement aux engagements, aux activités, aux impacts, ainsi qu'à la responsabilité et au mandat du projet sont admissibles. Une investigation sera menée une fois que la plainte ou la requête aura été jugée admissible pour déterminer si la plainte est fondée. Une fois la plainte jugée fondée, elle sera traitée par le Projet. Un Comité de médiation sera accessible au plaignant s'il n'est pas satisfait du traitement apporté par le Projet. Une Commission de Recours sera accessible en dernier recours amiable si le plaignant n'était pas satisfait de la solution proposée par le Comité de médiation.

Dans les filiales, on peut citer en particulier Citelum au Mexique qui a mis en place un circuit interne de plaintes traité par la DRH. Ce circuit a fait l'objet d'une communication détaillée auprès des collaborateurs [(3)]. EDF Energy développe depuis plusieurs années un mécanisme appelé « Confidential *Reporting* of Serious Concern procedures » qui permet à tous de déposer des plaintes.

Enfin, dans le cadre du suivi de la mise en œuvre de l'accord mondial sur la RSE, il est prévu chaque année d'analyser le bilan de son application « y compris les actions liées au plan de vigilance » notamment en matière de respect des droits de l'homme.

3.3.3.2 Santé/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. La politique développement durable d'EDF comporte un volet santé afin de 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. En 2018, une étude réalisée par le Service des Etudes Médicales d'EDF, en lien avec la R&D, montre que l'investissement dans un programme de rénovation énergétique adapté permet de générer des économies pour le système de santé d'autant plus importantes que les revenus des ménages sont faibles. Le sujet de la santé fait l'objet d'un pilotage par les directions opérationnelles de production et de commercialisation. EDF ambitionne de voir ses offres liées à l'électricité reconnues comme concourant au confort, au bien-être et ainsi à la santé des individus. En 2018, le thème Santé, explicitement intégré dans la politique Développement Durable du groupe EDF, a fait l'objet d'un travail inter-directions en vue de mieux définir la communication de l'entreprise sur le sujet. EDF a également publié en 2018 ses 50 engagements pour une communication plus responsable (*cf.* section 3.1.3.3.6 « Formation et sensibilisation au DD »). Parmi ceux-ci, EDF s'engage à toujours adapter et rendre accessible l'ensemble de ses communications publicitaires aux publics porteurs de handicap visuel ou auditif et à rendre accessible l'ensemble de ses lieux d'accueils du public. Sur les questions de santé et de sécurité, EDF dispose également d'un conseil médical (*cf.* section 3.1.1.2.2 « Les panels de parties prenantes »).

(1) Méthode élaborée par IFC, Société financière internationale.
(2) Pour le système de plaintes, voir : nachtigal-hpp.com/index.php/gestion-des-requetes-et-des-plaintes.html
(3) Aucune plainte n'est remontée depuis sa mise en place en cours d'année 2018.

L'ensemble des actions du Groupe en matière de santé/sécurité des consommateurs s'inscrit autour de trois grands domaines [1] :

- la maîtrise des risques ;
- la sensibilisation des parties prenantes ;
- les offres commerciales.

3.3.3.2.1 En matière de maîtrise des risques

Dix-sept sites ou filiales sont certifiés OHSAS 18001, norme qui indique la méthode de mise en place d'un *management* de la santé et de la sécurité en vue d'une meilleure gestion des risques. En 2018, 100 % des sites d'ingénierie et de production [2] déjà certifiés (centrales nucléaires, thermiques et hydrauliques) ont maintenu leur certification OHSAS 18001 en 2018, réalisée par l'organisme externe indépendant Afnor Certification, qui a effectué 17 audits OHSAS 18001 pour le compte du groupe EDF.

EDF mène des travaux de recherche sur l'évaluation des impacts des installations de production sur l'homme et les écosystèmes (*via* tous rejets chimiques ou radiologiques par exemple). Des procédés ou produits de substitutions sont testés et évalués pour réduire les risques sanitaires des riverains et des salariés.

L'un des sujets les plus sensibles concerne les nuisances sonores. À titre d'exemples :

- pour le domaine hydraulique, dont les aménagements sont souvent insérés dans des zones d'habitats, des actions sont entreprises pour limiter les impacts sonores pour les riverains et pour les fournisseurs et sous-traitants. Tous les aménagements hydrauliques d'EDF HYDRO possèdent un Document Unique d'Evaluation des Risques (DUER) et tous les travaux d'entreprises extérieures comportant des risques font l'objet d'un Plan de Prévention formalisé conformément à la loi ;
- EDF Renouvelables dispose d'une compétence interne dédiée aux aspects acoustiques. En phase de développement, des études acoustiques sont réalisées pour chaque projet éolien afin d 'évaluer les impacts et de les minimiser dès la conception. La puissance sonore des turbines fait partie des critères de sélection des machines à l'achat. EDF Renouvelables 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.

3.3.3.2.2 En matière de sensibilisation

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.

Pour les clients du marché d'affaires, EDF dispose d'Experts qui réalisent des audits sur la sécurité des installations électriques. Les aspects Qualité de Vie au Travail sont suivis avec nos prestataires lors des comités de pilotage.

Sur le gaz, EDF précise, dans ses conditions particulières de vente et le courrier d'accompagnement envoyé aux clients, que les informations relatives à la sécurité Gaz Naturel sont consultables sur le site edfentreprises.fr.

Dans le cadre du plan d'action renforcé de Dalkia sur la santé et sécurité, la charte santé-sécurité des sous-traitants continue d'être déployée en lien avec la mise en place de l'évaluation sécurité des sous-traitants. En 2018, un certains nombres d'actions ont été mises en place par les entités pour mieux impliquer les sous-traitants sur ces sujets notamment *via* des audits sécurité de sous-traitants.

Electricité 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.

S'agissant du distributeur Enedis [3], l'action porte sur la sécurité des tiers à proximité des ouvrages électriques. 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, etc. 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 2018, notamment avec des organisations représentatives des activités agricoles, du BTP, des loisirs aériens, de la pêche et des sapeurs-pompiers. 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 2018, Enedis était notamment présente au Salon international de l'agriculture et est intervenue comme chaque année dans une émission télévisée de Campagne TV.

Depuis plusieurs années, Enedis et RTE se sont associés dans une campagne de communication pour diffuser des conseils de prudence aux personnes qui exercent une activité à proximité des ouvrages électriques. Cette campagne de prévention s'appuie désormais sur le message : « Electricité Prudence Gardons nos distances » et délivre des conseils qui rappellent aux différents publics les différentes précautions à prendre à proximité des ouvrages. Un site Internet est dédié à ces recommandations et des messages de sécurité sont intégrés dans l'application « Enedis à mes côtés ». Ces informations portent notamment sur les travaux à proximité des lignes, l'élagage, le perçage ou l'utilisation en toute sécurité de groupes électrogènes.

S'agissant des territoires insulaires, EDF mène des actions spécifiques en fonction des risques et des caractéristiques territoriales, et adapte ses campagnes de sensibilisation aux périodes touristiques, ou cycloniques. En période hivernale, EDF Energy sensibilise plus particulièrement ses clients les plus vulnérables.

3.3.3.2.3 En matière d'offres commerciales

Les offres commerciales attenantes aux questions de santé et de bien-être prennent la forme de conseils, de travaux, d'appui au pilotage d'installations mais aussi par d'offres ciblées.

S'agissant des conseils, le site edf. fr traite abondamment du confort thermique et du bien-être des occupants ; cela va des conseils sous forme de simulateurs sélections d'objets connectés (thermostats, station météo, ampoules) permettant de gagner en confort. Dans le domaine des travaux, des services de dépannage en moins de 3 heures, 24 h/24 et 7 j/7 sont proposés en cas de panne d'électricité, de gaz ou de plomberie. EDF facilite les travaux destinés à gagner en confort par la mise en relation avec des partenaires qualifiés (partenaires Solutions Habitat d'EDF) et l'aide au financement des travaux.

En matière de pilotage d'installations, Sowee propose une station connectée. La Station Sowee permet au client de disposer de services impactant les questions de santé : pilotage intelligent du chauffage ; capteurs de mesure du niveau de CO_2 et d'humidité de la pièce, affichage des mesures et des alertes associées, mesure du niveau sonore de la pièce, accès aux indicateurs de pollution de l'air extérieur, en temps réel (partenariat passé avec Plume Labs), conseils personnalisés d'optimisation. En Italie, Edison agit en faveur du confort domestique *via* Assistenza Casa, société spécialisée dans les services innovants de maintenance et de réparation qui mobilise un réseau de 1 400 artisans et sert 300 000 clients.

À destination des seniors, EDF a initié le 15 novembre 2018 une expérimentation destinée à faciliter le maintien à domicile de seniors vivants seuls (« Mon Parent & moi »). Pour les organismes de santé, Dalkia déploie l'offre SERENIS (qualité et disponibilité des énergies, conformité réglementaire des installations, procédures de maîtrise des risques sanitaires).

(1) On rappelle par ailleurs que 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 afin 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.

(2) 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 Renouvelables Services, EDF PEI, Dalkia France, Dalkia Wastenergy).

(3) Enedis est une filiale gérée en toute indépendance.

3.3.3.3 Communautés voisines de nos ouvrages

Le groupe EDF est présent dans de nombreux pays et contribue au développement durable des territoires où il opère. Ces actions apportent des ressources fiscales aux territoires, et contribuent au développement économique et à l'emploi.

3.3.3.3.1 Contribution au développement économique

La Direction des Achats Groupe 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 ;
- et, concernant les *start-up* et les PME innovantes, d'un processus d'achats et des contrats-types adaptés. 3 chiffres clés de l'achat d'innovation : 40 cas de tests, 45 000 euros de budget moyen, 100 contrats potentiels chaque année ;
- d'un espace dédié sur le site institutionnel edf. fr (guichet unique pour les PME).

Globalement, les achats aux PME représentent 25 % des achats réalisés par la Direction des Achats Groupe [1].

Part des achats aux PME	2018	2017	2016
PME	23,7 %	23,5 %	26,0 %
ETI	23,5 %	25,0 %	24,8 %

La Division Thermique, Expertise et Appui industriel Multi-métiers (DTEAM, ex-DPIT) a engagé un programme important afin d'accompagner les travaux de déconstruction des 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 DTEAM.

Suite à la fermeture de la centrale thermique d'Aramon, et après un diagnostic territorial partagé, une charte de développement partenariale a été signée avec l'ensemble des parties prenantes : des comités techniques et comités de développement se sont tenus sous l'égide du préfet, évoluant en projet de Cleantech Vallée, sur la base d'une gouvernance collaborative. Un contrat de transition écologique (CTE) a été signé le 14 décembre par l'État avec la communauté de communes du Pont du Gard et l'Agglomération du Gard Rhodanien (un des 4 CTE expérimentaux).

Dans la vallée de la Romanche, l'entreprise s'est rapprochée de son partenaire, le Conservatoire botanique alpin, pour renaturer les berges mises à nues par le chantier. Cette approche volontaire bénéficie à l'économie régionale, favorisant le développement de producteurs de plants et d'essences végétales.

En Corse, SEI a noué une convention « Smart Pyse » avec l'université SITEC pour le village de Colzanno. L'objectif est de fournir un ensemble d'outils, d'objets et de solutions technologiques (capteurs – communication – outils d'optimisation) permettant d'agir sur différentes stratégies dans le cadre d'un développement écologique et durable d'une commune. Priorité est donnée à la surveillance environnementale, à l'efficacité énergétique, à la gestion de l'eau et des déchets, et au développement des usages du numérique au service du citoyen et des activités du mode rural.

La Direction Commerce accompagne les territoires ruraux *via* les programmes d'économie d'énergie dans les Territoires à énergie positive pour la croissance verte (CEE TEPCV). Elle développe l'offre de prestation d'étude de stratégie énergétique territoriale à destination, notamment, des TEPCV situés en territoire rural : L'Esquisse énergétique permet d'appréhender les leviers de décarbonation du territoire et de cibler des actions concrètes à engager.

Au Chili, EDF Renouvelables a reçu le 3e prix du concours "bonnes pratiques environnementales" de l'Association des Producteurs d'Electricité (Generadoras). Dans le Cadre du projet de centrale photovoltaïque Santiago Solar, un programme sociétal a été mis en place, qui comprend notamment une solution de transport collectif pour désenclaver la communauté locale, l'installation de panneaux solaires pour contribuer à la réalisation d'économies, ainsi qu'un projet emblématique de reforestation de 150 ha grâce à une pépinière qui emploie les femmes de la communauté.

EDF Norte Fluminense soutient les activités des ONG en matière de préservation de l'environnement (Associação Mico Leão Dourado), d'amélioration du sport et de la qualité de vie des communautés locales (Fondation Macaé Basquete, Guanabara Rugby et Gol de Letra), de projets culturels (utilisant le bénéfice d'une loi fédérale sur les incitations fiscales).

Au Vietnam, MECO dispose de programmes de RSE dans le sud du pays qui développent des actions concrètes en faveur des communautés locales : rénover les toilettes pour les étudiants et les salles de bains masculins et féminins ; construire la nouvelle salle de classe et la salle de la bibliothèque dans le domaine des minorités ethniques ; venir en aide aux enfants pauvres des minorités ethniques et aux personnes handicapées et les orphelins. Ces opérations ont pour vocation d'éradiquer l'analphabétisme pour les enfants des minorités ethniques et d'aider la communauté nouvelle à s'installer, vivre et grandir.

Pour la société NTPC qui exploite le barrage de Nam Theun, l'année 2018 a été marquée par la fermeture de la RIP (Resettlement Implementation Period) par la Banque Mondiale. Cette décision achève la période de relogement des populations et de création d'activités économiques nouvelles. Elle permet à NTPC de mettre en œuvre sa décision de créer un fond de 800 M$ pour soutenir le développement économique local dans le cadre de son engagement d'entreprise responsable.

3.3.3.3.2 Contribution à la fiscalité locale

cf. section 3.5.2.2 « Impôts payés par le Groupe ».

3.3.3.3.3 Contribution à la création ou au maintien d'emplois

Partout où il opère, l'impact du groupe EDF en matière d'emploi est important. C'est le cas pour les emplois directs [2] comme pour les emplois indirects.

Dans le cadre du programme industriel majeur du Grand Carénage, 4 milliards d'euros sont investis chaque année par EDF sur l'ensemble des installations. La production nucléaire est un des tout premiers donneurs d'ordre à l'industrie française et la 3e filière industrielle française, avec plus de 25 000 emplois directs EDF et de 33 000 emplois indirects, répartis au sein de plus de 2 500 entreprises (PME, ETI, *start-up* etc.). D'après la troisième étude de l'empreinte emploi des métiers de la production ingénierie, l'effet sur l'emploi national en nombre d'emplois par type d'impact pour l'ingénierie nucléaire représente 6 349 emplois directs, dont 1 470 alternants et contrats de professionnalisation pour un total de 70 070 emplois en incluant les emplois indirects de rang 1, les emplois indirects sur le reste de la chaîne de fournisseurs, les emplois induits par la consommation des ménages et les emplois induits par les dépenses des administrations publiques. Les flux économiques étudiés injectés dans l'économie française ont représenté 2 864 millions d'euros d'achats directs [3]. Au Royaume-Uni, EDF Energy va créer 25 000 emplois sur le site d'Hinkley Point durant la période de construction.

(1) Achats réalisés par la Direction des Achats Groupe pour EDF et Enedis, sur la période de référence.
(2) Cf. section 3.4 « Autres thématiques du domaine Ressources Humaines ».
(3) Empreinte emploi nucléaire et thermique 2017.

Concernant les trois projets éoliens en mer de Fécamp, Courseulles-sur-Mer et Saint-Nazaire, EDF Renouvelables contribue à la création d'une filière industrielle nationale pour l'éolien en mer évaluée à près de 7 000 emplois directs et indirects [1]. Par ses activités dans la filière biomasse, Dalkia génère des emplois de proximité non délocalisables, à hauteur d'environ 2 000 emplois en France ; de manière plus générale, ce sont environ 50 000 emplois qui sont soutenus en France par Dalkia, de manière directe, indirecte et induite [2].

3.3.3.4 Achats responsables



3.3.3.4.1 Démarche d'achats responsables

En matière de supply-chain, la démarche d'achats responsables d'EDF se situe 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 Charte Développement Durable, établie en 2006 et mise à jour en 2014, qui est une pièce constitutive de chaque marché. 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 adapté et protégé, et aux structures d'insertion par l'activité économique [3].

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.

Les grandes filiales comme Dalkia ou EDF Energy, ont mis en place des chartes de développement durable et dispositifs d'évaluation DDRS [4]. Elles intègrent par exemple dans leurs conditions générales d'achat (CGA) une clause spécifique relative au développement durable (clause environnementale et clause sociale). EDF Renouvelables a déployé une charte développement durable pour les fournisseurs et sous-traitants, intègre des critères environnementaux et sociaux dans les systèmes de qualification et les audits de ses fournisseurs d'équipements clefs (notamment turbines, panneaux solaires) et développe des collaborations au niveau corporate avec ses fournisseurs stratégiques pour avancer sur les enjeux environnementaux et sociaux de l'industrie.

À l'usage de l'ensemble des acteurs du processus de contractualisation, et adossé 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. L'engagement déontologique obligatoire signé par chaque acheteur rappelle les principes à respecter dans les relations avec les fournisseurs et les entreprises candidates.

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 du respect des délais de paiement et des actions de pricing. Egalement, le groupe EDF propose à ses fournisseurs 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 [5].

RÉSULTATS SUR L'AFFACTURAGE INVERSE

Affacturage inversé collaboratif	2018	2017	2016
Nb de fournisseurs bénéficiaires	623	423	N.C*
Montants concernés *(millions d'euros)*	744	522	148

* *Non Communiqué*

3.3.3.4.2 Relations avec les fournisseurs

L'écoute est au cœur de la relation entre EDF et ses fournisseurs. Depuis plusieurs années, 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.

En 2018, un audit de suivi a confirmé le Label « Relations Fournisseurs et Achats Responsables » délivré à EDF dès 2015 par le ministère de l'Economie, la Médiation des entreprises et le Conseil national des achats (CNA), qui distingue les entreprises qui entretiennent des relations durables et équilibrées avec leurs fournisseurs [6].

EDF met à la disposition de ses fournisseurs un espace dédié sur son site Internet institutionnel qui :

- permet aux fournisseurs de se faire connaître, et d'accéder à des espaces dédiés aux prestataires du nucléaire et de l'hydraulique, ainsi qu'aux PME disposant d'un « guichet unique » où elles peuvent déposer leurs offres de produits et services ;
- donne accès au portail achats groupe, outil de dialogue accessible aux fournisseurs référencés, et à tous outils et documents de référence, accessible à tous les fournisseurs (notamment les conditions générales d'achats « petites commandes » et « simplifiées » et les conditions d'application à EDF du RGPD – Règlement Européen de Protection des Données Personnelles).

Egalement, la Direction des Achats Groupe met à la disposition des fournisseurs et prestataires le numéro vert 08.00.97.10.79 pour signaler, en toute confidentialité, toute difficulté rencontrée dans leur relation commerciale, et qui ne saurait être traitée dans le cadre du suivi normal des relations contractuelles.

Enfin, des 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 « CAP ENR » ou les ateliers « Une rivière, un territoire » en matière d'accompagnement des territoires. Pour faciliter encore l'échange, la Direction des Achats Groupe organise trois fois par an des Journées Fournisseurs thématiques, par grands domaines d'achat (production et ingénierie, informatique et télécommunications, tertiaire et prestations). En 2018, ces rencontres ont été organisées autour des thématiques suivantes : la cybersécurité et le partenariat productivité.

En 2018, la Direction des Achats Groupe poursuit sa transformation et lance le projet Procure to Pay (P2P) qui a pour objectif, par association des parties prenantes internes et externes, d'optimiser la relation fournisseur, les délais et les coûts ; par exemple, simplifier encore la relation avec nos fournisseurs en digitalisant les échanges.

(1) Il s'agit des trois projets éoliens en mer confirmés par le Président de la République qu'EDF Renouvelables développe avec ses partenaires Enbridge Inc. et WPD. A l'issue de la négociation, le lancement de ces trois projets permettra la création d'une filière industrielle nationale pour l'éolien en mer de près de 7 000 emplois directs et indirects. Ces projets permettront de couvrir l'équivalent de la consommation électrique de plus de 2 000 000 de personnes.

(2) Eléments 2017.

(3) Cf. section 3.4 « Autres thématiques du domaine Ressources Humaines ».

(4) Développement Durable et Responsabilité Sociétale (DDRS).

(5) EDF fait ainsi bénéficier ses fournisseurs d'un taux d'intérêt basé sur son propre risque financier et sur sa qualité de signature.

(6) EDF est l'un des premiers signataires de la Charte Relations Fournisseurs Responsables.

En 2018, la Direction des Achats Groupe poursuit son action volontariste de « Partenariats Productivité » avec les fournisseurs, dans une démarche gagnant-gagnant. Il s'agit d'une amélioration de la performance d'exécution du contrat au travers d'une coopération entre EDF et son fournisseur et conduisant à un partage des gains, qui peuvent être financiers (gains directs) ou organisationnels et techniques (gains indirects liés à des réductions de durée de chantier ou des coûts évités par exemple).

Les résultats sont en progression :

	2018	2017	2016
Gains de productivité *(en millions euros)*	96,4	56,8	50,0

En 2017, EDF avait renforcé son dispositif 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'offre 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.

3.3.3.4.3 Évaluation des fournisseurs

En 2018, la Direction des Achats Groupe a renforcé son dispositif de contrôle éthique et conformité des fournisseurs initié en 2017. Ces contrôles de niveau 1 visent à protéger EDF contre les risques de sanction ou de réputation liés à des pratiques illicites de nos fournisseurs. En 2018, la Direction des Achats Groupe a réalisé plus de 3 100 contrôles contre plus de 1 200 en 2017.

D'une manière plus générale, les contrats comportent des clauses obligeant les fournisseurs à mettre en œuvre des plans d'actions correctifs en cas de non-respect ou d'écarts graves constatés avec les exigences légales et développement durable – Responsabilité sociale (DDRS).

Le respect de ces engagements est principalement assuré par un dispositif priorisant les évaluations selon une cartographie des risques couvrant les 253 segments d'achats d'EDF. 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) pour des montants d'achats supérieur à 400 k€.

En 2018, la Direction des Achats Groupe d'EDF a réalisé 96 nouvelles évaluations « Développement Durable – Responsabilité Sociale » réparties en 43 questionnaires et 53 audits, sur la base de la cartographie des risques RSE de la segmentation des achats.

La Direction des Achats Groupe utilise, pour adresser ces questionnaires, la plate-forme Internet d'évaluation et de dialogue Acesia de l'Afnor. Les questionnaires renseignés par le fournisseur font l'objet d'une vérification systématique (et indépendante) par les équipes de l'Afnor. Pour ses audits sur sites, la Direction des Achats Groupe mandate des auditeurs externes. Ces outils permettent aux acheteurs et aux fournisseurs de partager une démarche de progrès continue en matière de responsabilité sociale.

À fin 2018, près de 1 700 fournisseurs auront été questionnés par la plateforme Acesia, dont plus de 770 évalués et contrôlés. L'objectif est d'adresser un questionnaire à tous les fournisseurs ayant un marché de montant supérieur à 400 k€, avec un niveau de risque majeur ou fort.

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 questionnaires.

La Direction des Achats Groupe diligente des audits dans le monde entier. En 2018, 60 % des audits ont porté sur des sites fournisseurs implantés en Europe (dont 72 % en France), 25 % en Asie et 15 % en Afrique du Nord – Moyen Orient. Ces audits ont permis de détecter principalement des écarts sur les aspects sociaux suivants : non-respect des salaires minimums, irrégularités dans le suivi du temps de travail, des temps de repos et des heures supplémentaires (fournisseurs situés en Asie principalement, avec un cas d'un fournisseur implanté en Europe) ; absence de mesures pour réduire les écarts salariaux homme/femme, en Asie comme en Europe ; absence de suivi des accidents du travail de leurs sous-traitants. Pour les fournisseurs européens, les principaux axes d'amélioration possibles portent sur l'intégration du dispositif « devoir de vigilance », qui est encore peu développé à l'échelle locale, y compris dans les grands groupes. Des progrès sont également attendus sur le contenu des formations des personnels, qui reste encore trop orienté « santé-sécurité au travail » et sur les démarches de certification (ISO 9001 ou ISO 14001) qui pourraient être élargies au système de *management* de la santé et de la sécurité. Concernant les aspects environnementaux, en Europe comme en Asie, des écarts sont encore constatés sur le tri ou l'élimination des déchets ; en Asie, des efforts restent à mener sur le suivi régulier des émissions atmosphériques, des rejets d'effluents et l'identification et le stockage des produits chimiques.

Tous les fournisseurs concernés par des évaluations « non satisfaisantes » ou « insuffisantes » transmettent 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. En 2018, la Direction des Achats Groupe a notamment fait réaliser un audit de suivi chez un fournisseur en Chine suite à un audit de 2017 présentant un résultat insuffisant. Ce nouvel audit, jugé « acceptable avec commentaires », a permis de valider le plan d'actions présenté l'année dernière et de lever majoritairement les 30 observations initiales, qui portaient principalement sur les aspects santé-sécurité, temps de travail et rémunération.

Par ailleurs, ces audits ont permis de détecter de bonnes pratiques et tendances. Pour les fournisseurs implantés en Asie, des engagements sont pris pour améliorer la sécurité et les conditions de travail de salariés (repas et transports gratuits par exemple). En Europe, les systèmes de *management*s sont majoritairement certifiés et de nombreuses initiatives sont mises en place pour renforcer l'ancrage territorial, que ce soit en matière de limitation des déchets et réemploi (don de matériel informatique à des écoles) ou de protection de la biodiversité ou encore de développement de bassins d'emploi.

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 mises en œuvre si nécessaire. Edison recourt à une plateforme d'auto-évaluation, articulée notamment autour des dix principes du Global Compact, et partagée avec d'autres entreprises.

3.3.3.4.4 Chaîne d'approvisionnement de l'uranium et du charbon

Concernant l'approvisionnement responsable en charbon, EDF a été membre fondateur de Bettercoal, initiative lancée en 2011 réunissant des énergéticiens, des institutions portuaires et des terminaux de charbon. Il s'agit d'un dispositif visant 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 sont respectés.

La démarche opérationnelle (audits et auto-évaluations) s'articule autour d'un Code couvrant les principes éthiques, sociaux et environnementaux et des dispositions pertinentes pour les compagnies minières. Ce référentiel prend notamment en compte des exigences de performance générale, y compris les systèmes de *management*, mais aussi de performance concernant :

- l'éthique et la transparence ;
- les droits de l'homme et du travail et les questions sociales, y compris la santé et la sécurité ;
- l'environnement.

Le Code et différentes ressources sont en libre accès sur le site Internet de Bettercoal. Les résultats d'audits sont partagés entre membres, en respectant les principes anti-trust.

Les contrats d'achat de charbon ayant été repris à compter de début 2018 par JERA Trading (JERAT), suite à l'acquisition en 2017 de l'activité Trading et fret charbon

d'EDF Trading, JERAT a rejoint Bettercoal en tant que membre. EDF, qui ne gère plus de contrats d'achat en relation directe avec les entreprises minières ou le marché, n'a pas renouvelé son adhésion en 2018, préférant que JERAT, qui est dorénavant son fournisseur, devienne membre, permettant par ailleurs le développement de l'influence de Bettercoal en Asie. Les approvisionnements d'EDF en charbon restent ainsi couverts par Bettercoal. EDF demeure un actif promoteur de Bettercoal.

Concernant l'uranium, dont les gisements se trouvent essentiellement en Australie, aux États-Unis, au Canada, au Kazakhstan, en Afrique du Sud et en Russie, EDF s'approvisionne principalement à long terme *via* des contrats diversifiés en termes d'origines et de fournisseurs, dans la plupart des principaux pays producteurs. 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 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. Ce référentiel 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 des sites après exploitation.

EDF réalise chaque année des audits de mines, via des moyens internes. Les rapports d'audits présentent en conclusion les points forts, recommandations et suggestions (à ce jour, aucun point sensible n'a été souligné). Ces points sont repris dans les plans d'amélioration établis par les compagnies minières et suivis par EDF. Parmi les recommandations ou suggestions les plus récurrentes, d'une mine à l'autre, on trouve par exemple des questions relatives à la santé-sécurité comme le port des équipements individuels de protection, l'affichage des consignes de sécurité, le suivi des accidents, le contrôle radiologique (« pas de port systématique des gants », « pas de port de lunettes dans l'installation de ventilation alors qu'un panneau le rappelle », « les accidents des prestataires sont suivis mais ne sont pas intégrés dans les indicateurs globaux du site », « pas de vérification de la contamination sur de petits objets, lunettes, etc. »), ainsi que des points relatifs au suivi des émissions de CO_2 ou des propositions relatives au bien-être au travail (*housekeeping* de vestiaires, lampes « lumière du jour » dans les refuges souterrains, etc.). EDF a réalisé deux audits de mines en 2018.

Les contrats signés par EDF ont été progressivement complétés par des clauses autorisant la réalisation d'audits et listant les attentes d'EDF en matière de respect par le fournisseur et ses sous-traitants des droits fondamentaux et des principaux standards internationaux.

3.3.3.5 L'action d'EDF en matière d'accès à l'énergie

Aujourd'hui, un peu moins d'un milliard de personnes dans le monde n'ont pas accès à l'électricité et 50 % d'entre elles se trouvent en Afrique subsaharienne. 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. EDF poursuit son action dans ce domaine et a renouvelé ses modèles au-delà des actions menées depuis de nombreuses années par ses filiales de services décentralisés. Les évolutions en matière de technologie, de coût des équipements, et de modèles économiques locaux ouvrent des possibilités nouvelles d'action et de massification. EDF développe de nouveaux modèles d'affaires alliant son savoir-faire traditionnel aux innovations technologiques et financières.

EDF et *Off Grid* Electric sont partenaires dans la distribution d'énergie solaire hors réseaux, en Afrique. Ils installent et assurent la maintenance de kits solaires à destination de foyers ruraux et périurbains. La société commune, ZECI, en Côte d'Ivoire, a l'ambition d'atteindre une part de marché de 20 % à horizon 2020. Début 2018, les deux entreprises, associées à un partenaire industriel ghanéen CH Group, ont lancé une nouvelle offre de kits solaires *off grid* destinés au marché du Ghana, portée par la co-entreprise dédiée : ZEGHA. Cette offre conforte l'*off grid* comme axe majeur du développement d'EDF en Afrique (voir section 1.4.5.3.9 « *Off Grid* - Énergie hors réseaux »).

Par ailleurs, la plupart des projets d'EDF, a fortiori en Afrique et en Asie, ont notamment pour objectif d'améliorer l'accès à l'énergie aux échelles locale, régionale et nationale. Ainsi, fin 2018, EDF a signé les accords engageants et définitifs portant sur la construction de l'aménagement hydroélectrique de Nachtigal au Cameroun. Ce projet d'usine hydroélectrique de 420 MW constitue la pierre angulaire du plan stratégique camerounais pour le développement du secteur de l'électricité, Nachtigal constitue une priorité nationale pour sécuriser le système électrique du Cameroun.

En Guyane, EDF est engagé dans le programme d'électrification des écarts du Haut-Maroni, avec la construction de centrales de production hybride associant généralement système photovoltaïque, batteries de stockage et un moteur diesel en complément (voir section 1.4.4.3 « Systèmes énergétiques insulaires »).

3.4 AUTRES THÉMATIQUES DU DOMAINE RESSOURCES HUMAINES

Au delà de l'Objectif de Responsabilité d'Entreprise n° 2 détaillé précédemment (*cf.* section 3.2.2) 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 reste 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 vise également l'exemplarité en matière d'innovation sociale en impulsant une démarche participative et en facilitant l'échange de bonnes pratiques, afin d'instaurer une performance durable.

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, le groupe EDF agit dans le respect de ses valeurs, en exigeant de tout son corps social éthique, intégrité et respect des droits fondamentaux.

Un nouvel accord RSE a été signé en juin 2018 par l'ensemble des syndicats du Groupe ainsi que par deux fédérations mondiales (Industri All et PSI). C'est désormais un accord cadre qui s'applique à l'ensemble des salariés du Groupe et des sous traitants du Groupe. Il définit de grands principes sur :

- le respect et l'intégrité ;
- le développement des hommes et des femmes ;
- le dialogue et la concertation ;
- le soutien aux populations et les impacts sur les territoires.

3.4.1 L'EXCELLENCE PROFESSIONNELLE, EMPLOI ET DÉVELOPPEMENT DES COMPÉTENCES

3.4.1.1 Les effectifs Groupe en 2018

Les effectifs consolidés du groupe EDF s'élevaient à 165 790 salariés au 31 décembre 2018, dont 5 sociétés avec un effectif de plus de 10 000 salariés : EDF (65 368), Enedis (38 691), Framatome (14 545), Dalkia (16 017), EDF Energy (13 460).

Hors les effets périmètre - et notamment l'intégration des effectifs de Framatome au 1er janvier 2018, cet effectif global est en augmentation par rapport à fin 2017 (+ 0.5 %) dans un contexte de transition énergétique, d'évolutions technologiques et, en France, de pression concurrentielle accrue.

Effectifs du Groupe en France

Au périmètre France, les sociétés du Groupe totalisent 131 409 salariés [(1)] au 31 décembre 2018, effectif stable sur les 3 dernières années hors effet de la modification des règles de comptabilisation géographique des effectifs des sociétés du Groupe [(2)].

Cette stabilité relative de l'effectif traduit en réalité une évolution contrastée des sociétés du groupe EDF en France, certaines en forte croissance pour accompagner leur développement (notamment + 9.9 % pour EDF Renouvelables, + 4.1 % pour Framatome, + 10.8 % pour Citelum, + 4 % pour SOCODEI), d'autres qui doivent ajuster leurs effectifs à une charge d'activité en baisse, notamment EDF (-2.4 %).

Avec 65 163 salariés présents en France, au 31 décembre 2018, EDF poursuit la transformation engagée depuis 2016 pour réussir ses projets de développement (Nouveau Nucléaire, énergies renouvelables, développement à l'international, offres de fourniture d'énergie et de services etc.) et adapter ses modèles d'activité. Ces adaptations conduisent à une diminution progressive des effectifs (-4.8 % depuis fin 2016) et ciblent principalement :

- l'activité commerciale en conséquence des pertes de parts de marché ;
- le thermique à flamme avec l'arrêt d'exploitation des tranches de production concernées ;
- les pépinières techniques en forte diminution après le pic du renouvellement nécessaire des compétences pour faire face aux départs en retraite ;
- les efforts de productivité engagés en termes de simplification et de digitalisation des processus ;
- l'optimisation des fonctions support ;
- le nouveau modèle de gestion des activités immobilières.

Effectifs du Groupe à l'international (filiales consolidées)

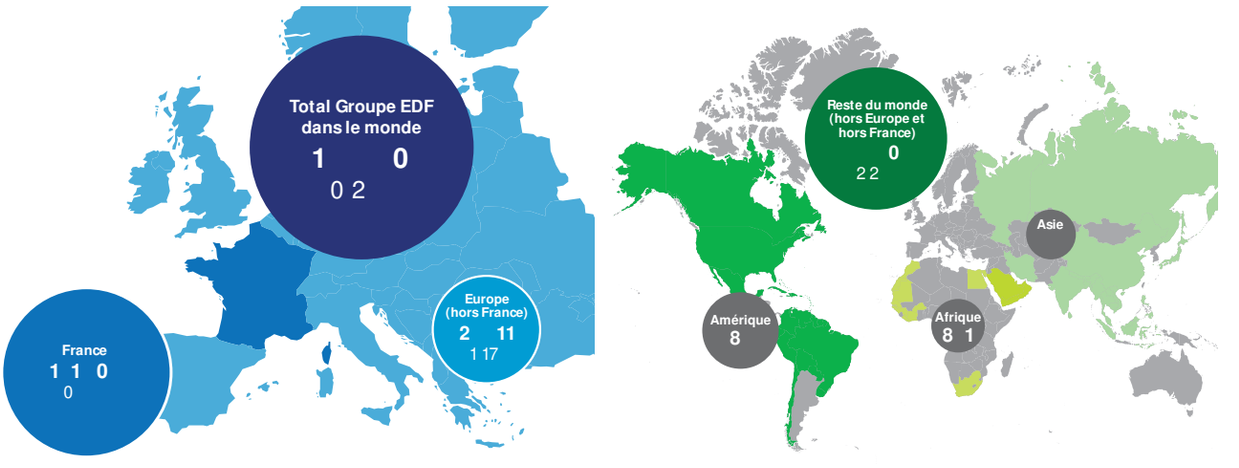
Au périmètre international, le Groupe compte près de 34 500 salariés, en hausse de + 0,6 % par rapport à fin 2017, avec une implantation prédominante en Europe (27 000 salariés sont européens hors France). Cette évolution de l'effectif à l'international repose pour l'essentiel sur le développement d'EDF Renouvelables (notamment en Allemagne, au Royaume Uni, en Amérique et en Chine) ainsi que sur celui d'Edison et d'EDF Luminus en Europe.

Le tableau ci-dessous indique la répartition des effectifs des filiales et participations internationales retenues dans le périmètre de consolidation du groupe EDF ainsi que l'évolution de leur effectif depuis fin 2017.

(1) L'évolution de l'effectif du groupe EDF en France entre 2017 et 2018 prend en compte l'effectif de Framatome connu au 31/12/2017, soit 8 521 salariés.

(2) A compter du document de référence 2018, une évolution du système d'information EDIFIS permet de comptabiliser les effectifs au pays auquel ils sont dûment rattachés géographiquement, et non au pays dans lequel se situe le siège social de la société. Les chiffres et % d'évolution annoncés dans la suite du chapitre, prennent en compte cette nouvelle règle de comptabilisation géographique des effectifs.

Effectifs du groupe EDF dans le monde au 31 décembre 2018



France

EDF SA : 65 163 2
ENEDIS : 38 691 0 1
DALKIA : 13 745 12
FRAMATOME : 8 872 12
EDF RENOUVELABLES : 1 541 1
ELECTRICITÉ DE STRASBOURG : 1 107 0
CHAM : 890
CITELUM : 554 10 0
GROUPE PEI : 431 0
SOCODEI : 287
G2S : 58
AUTRES SOCIÉTÉS : 70 0

Total : 131 409 / -0,43 %

Europe (hors France)

EDF ENERGY : 13 440 70
EDISON : 4 637
FRAMATOME : 3 259 1 1
EDF LUMINUS : 2 048 7
DALKIA : 1 649
EDF RENOUVELABLES : 842 11 7
CITELUM : 572 0 0
EDF TRADING : 396 1
EDF SA : 68

Total : 26 911 / +1,17 %

Reste du monde

EDF RENOUVELABLES : 1 470 / 10
CITELUM : 1 348 /
FRAMATOME : 2 414 / 0
EDISON : 735 / 22 0
DALKIA* : 623 / 2
EDF TRADING* : 423 / 2
CHINA HOLDING CO : 140 / 2
EDF SA : 137 / -
EDF NORTE FLUMINENSE : 101* / 1
MECO : 77* /
EDF LUMINUS : 2 /

Total : 7 470 / -2,24 %

Asie

EDF RENOUVELABLES : **104**
CITELUM : **152**
FRAMATOME : **102**
DALKIA : **102**
EDF TRADING : **9**
CHINA HOLDING CO : **140**
EDF SA : **77**
MECO : **77**
EDF LUMINUS : **2**

Total : 765

Amérique

EDF RENOUVELABLES : **1 268**
CITELUM : **1 190**
FRAMATOME : **2 312**
DALKIA : **521**
EDF TRADING : **414**
EDF SA : **28**
EDF NORTE FLUMINENSE : **101**

Total : 5 834

Afrique

EDF RENOUVELABLES : **98**
CITELUM : **6**
EDISON : **735**
EDF SA : **32**

Total : 871

* Dalkia : 102 salariés en Russie
EDF Trading : 414 salariés aux États Unis
EDF Norte Fluminense : 101 salariés au Brésil
Meco : 77 salariés au Vietnam

Le tableau ci-dessous indique la répartition des effectifs au 31 décembre 2018 du Groupe dans le monde :

	2018	Evolution
France	131 409	- 0,43 %
Europe (hors France)	26 911	+1,17 %
Reste du monde	7 470	- 2,24 %
TOTAL GROUPE EDF DANS LE MONDE	**165 790**	**- 0,26 %**

3.4.1.2 Les niveaux de recrutement en 2018

Le groupe EDF présente une dynamique de recrutement élevée, avec plus de 9 800 embauches en 2018.

EDF 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 principalement techniques, en tension, rares, ou en développement. Les domaines techniques et IT/numérique concentrent l'essentiel des recrutements.

Une attractivité du groupe EDF maintenue à haut niveau en 2018

Depuis 2016, la priorité a été donnée à la mobilité interne par rapport au recrutement avec des viviers internes mieux qualifiés afin de gérer la décroissance de certains métiers. En 2018 une inflexion majeure a été donnée pour aller plus loin et favoriser les mobilités entre société du Groupe. En 2018 EDF a réalisé plus de 1 172 recrutements en CDI et plus de 3 400 nouveaux contrats en alternance.

La part des cadres dans les recrutements externes s'est maintenue aux alentours de 40 % du total des recrutés. 1/3 des embauches sont issues de l'alternance, chiffre stable sur ces 3 dernières années et qui prouve l'engagement très fort d'EDF dans le dispositif d'alternance (Cf. section 3.2.2.3.2 « L'alternance : un historique solide et un engagement pour le futur »).

Aujourd'hui EDF fait face à une baisse globale de son attractivité en tant qu'employeur (notamment sur les activités nucléaires). Nos concurrents sont de plus en plus présents, à la recherche des mêmes cibles que nous : formation technique et numérique. EDF garde sa première place d'énergéticien auprès des étudiants d'écoles d'ingénieurs mais confirme un classement plus modeste dans les écoles de *management*.

EDF s'appuie sur sa marque employeur qui ne cesse d'innover pour rehausser l'attractivité du groupe EDF :

- assurer l'image digitale du groupe EDF sur la partie recrutement *via* de nouveaux projets digitaux, un site de recrutement innovant et un parcours candidat simple et pertinent ;
- assurer la promotion de nos campagnes de recrutement, de stage et d'alternance.

En 2018 EDF a structurellement refondu son processus de recrutement jusqu'alors 100 % externalisé. Une équipe de sourceurs a été constituée pour s'adapter aux enjeux du marché de l'emploi et des aspirations des candidats qui ont le choix depuis deux ans entre plusieurs offres et plusieurs employeurs. La ré-internalisation du sourcing et l'utilisation de méthodes agiles ont fourni au second semestre 2018 des premiers résultats probants : qualité des recrutements, raccourcissement des délais de recherche des candidats.

Enfin, l'offre de sourcing interne a de nouveau connu un grand succès auprès des entités. Véritable cabinet de chasse interne, le dispositif permet de sourcer les compétences en interne de toutes les directions du Groupe en France (EDF 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.

3.4.1.3 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 2018 un budget de 620 millions d'euros à la formation de ses salariés.

Le taux de salarié ayant bénéficié d'une formation en 2018 est de 83 % **[*]**.

Dans ce contexte, l'année 2018 aura été marquée par l'engagement de plusieurs transformations clés sur le champ de la formation :

- EDF a poursuivi en 2018 le projet de transformation « MyHR » qui vise à simplifier et à standardiser les processus RH (formation, mobilité/recrutement, entretiens, rémunération, emplois/compétences, talents et dirigeants), en s'appuyant sur un Système d'Information RH (SIRH) renouvelé qui sera déployé progressivement par domaine jusqu'à fin 2020.

  Sur chaque domaine, une démarche centrée sur les besoins des utilisateurs et participative a été élaborée tant sur les aspects de refonte des processus que sur la partie paramétrage de l'outil.

  Les domaines formation et mobilité/recrutement ont été engagés en priorité et sont actuellement en phase de conception et paramétrage de l'outil. Dans le domaine de la formation, l'ambition du projet est de mieux anticiper les besoins, de faciliter le pilotage de la performance de l'investissement « formation » et de rendre le salarié acteur de sa professionnalisation. MyHR permettra en outre d'alléger la gestion administrative de la formation pour améliorer l'expérience des utilisateurs (salariés, *managers* et filière RH), en réduisant les délais de réponse aux demandes de formation et en automatisant les tâches répétitives.

  Les enjeux du domaine mobilité/recrutement sont de favoriser la fluidité et la transparence du marché interne de l'emploi au sein du Groupe en France en mettant l'accent sur la mobilité interne, sans pour autant occulter le recrutement externe. L'objectif est de faire se rencontrer les besoins de compétences de l'Entreprise et les aspirations professionnelles des salariés ;
- le domaine « entretiens » couvre l'ensemble des échanges, en face-à-face ou dématérialisés, au sujet de l'activité, de la performance, du développement des compétences et de la carrière du salarié. La modernisation et la fluidité des entretiens à travers la diversification de leurs gestions sont les principaux enjeux de ce processus révisé. Sur le domaine entretiens, les travaux de refonte du processus ont débuté au mois de septembre ;
- les Académies des Métiers, toujours chargées d'adapter et d'optimiser l'offre de formation du Groupe poursuivent leur développement. 2018 a été l'année de la première étape d'évolution des Académies avec la mise en place d'une nouvelle charte précisant les nouveaux domaines sur lesquels les Académies doivent accentuer leurs efforts, au premier rang desquels l'encouragement au développement de la professionnalisation en situation de travail, et l'adaptation de leur cursus pour pouvoir traiter de manière plus fluide les populations en reconversion entre deux métiers différents. Cette année, un nouveau dispositif de suivi et de pilotage s'est également mis en place : nouveaux indicateurs et tableau de bord de suivi, nouveau mode de compte – rendu devant l'instance de pilotage du dispositif d'ensemble. L'effort des années précédentes de maîtrise et d'optimisation de l'offre de formation ainsi que d'amélioration du pilotage des achats externes de formation, s'est poursuivi et amplifié, au même titre que l'accroissement de la part des heures de formation réalisées, sous le pilotage d'une maîtrise d'ouvrage. Les Académise continuent leur mobilisation dans le sens d'une meilleure performance de la formation ;
- 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.). Ainsi, en 2018, près de 33 600 salariés d'EDF ont suivi un module *e-learning* libre service sur ecampus ;
- la qualité des formations (mesure issue de l'accord collectif du 28 octobre 2016 relatif aux Compétences à EDF pour la période 2017-2019) a continué à être renforcée en 2018 : en évaluant mieux leur impact, la diversification des modalités d'apprentissage, en particulier *via* la digitalisation de la formation, est encouragée : + 15 % en 2018 de formations en libre-service par rapport à 2017, 26 % de plus de formations libre-service intégrant une évaluation finale, à noter également 2 MOOC présentant quiz, *e-learning*, forums, vidéos et documents à consulter, ayant attiré respectivement 435 et 730 salariés ;

[*] IND *Indicateur clé de performance extra-financière (cf. table de concordance DPEF en section 8.5.4)*

- les organismes internes de formations des différentes entités du Groupe en accord avec les Métiers 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, Dalkia qu'à EDF les entreprises sont référencées dans le dispositif data dock, système de référencement national de la qualité des organismes de formation (le référencement unique vaut pour tous les organismes internes d'EDF) ;
- le campus Groupe de Saclay ouvert en août 2016 a conforté sa montée en puissance au cours de l'année 2018 : près de 1 500 formations sur le Campus en 2018 ;
- 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 l'ouverture aux nouvelles modalités pédagogiques. Un Show-room illustre par l'exemple le dynamisme de l'innovation en formation des différentes entités et filiales du Groupe. La Learning Factory propose aux formateurs du Groupe des salles de créativité et des ateliers de découverte des outils innovants de la conception et de l'animation pédagogique, accueillant plus de 1 800 visiteurs internes et externes en 2018.

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 inter entreprises avec Thales et Renault a été réalisé sur la thématique « Accompagnement de l'amélioration des compétences de la gestion de projet » et des tests sur la certification Project Management Institute (PMI) ont été réalisés.

Cette démarche a été poursuivie en 2018, avec la réalisation des entretiens du *management* de projet à Saclay, rassemblant plus de 200 *managers* et Directeurs de Projet d'EDF et d'autres entreprises (Thalès, Orange, Renault), et la certification de plus de 40 chefs de projet. L'offre de formation au *management* de projets s'est élargie avec le lancement de nouvelles offres pour les *managers* de projet junior et senior.

La Chocolaterie, un incubateur interne, a accueilli plus 10 000 personnes depuis sa création en 2016 et a contribué au déploiement de plus de 100 projets grâce à des méthodes innovantes comme le « Design Thinking » ou le développement des projets business.

Une des priorités dans les années à venir est l'accompagnement de la transformation managériale d'EDF. Pour ce faire, l'UGM a lancé plusieurs chantiers pilotes avec des entités afin d'accompagner le Directeur d'Unité et son CODIR dans le diagnostic de leur situation managériale et dans l'établissement de la dimension managériale de leur projet de transformation et de leur proposer un dispositif d'accompagnement. En 2018, huit projets ont ainsi été accompagnés par l'UGM, dont 6 accompagnements d'entités opérationnelles. Des offres de formation pour les Directeurs d'Entité et les cadres supérieurs ont également été mises en place. Le savoir faire de l'UGM pourra ainsi accompagner la transformation de toute la ligne managériale.

L'UGM a également approfondi son offre de formation à destination des dirigeants du groupe, en développant un programme de formation à destination des nouveaux Directeurs d'Unité et en restructurant son offre de *learning expedition* pour les dirigeants.

Les offres de formation sur le domaine de l'énergie et de la stratégie du Groupe ont été renouvelées en 2018 et la gamme s'étoffe en 2019 avec la mise en œuvre de formations aux enjeux des parties prenantes européennes, nationales ou locales pour les dirigeants du Groupe.

Pour les *managers*, l'UGM a construit avec les métiers du Groupe une offre de formation de référence d'une cinquantaine de formations, dont plus de la moitié sont des parcours entièrement digitaux. L'effort de digitalisation des offres de formation se poursuit : toute nouvelle formation développée par l'UGM intègre désormais une composante digitale essentielle.

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 2018, près de 1 000 dirigeants et talents ont bénéficié des formations UGM.

3.4.1.4 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 » 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.

Depuis 2018, de nouveaux dispositifs d'identification des talents s'appuyant sur l'initiative individuelle sont également expérimentés, dans une approche digitale et très inclusive.

La gestion des parcours professionnels des salariés

Le groupe EDF poursuit le déploiement de sa politique d'accompagnement du salarié sur son parcours professionnel :

- l'offre d'accompagnement du salarié sur son parcours (décrite dans l'accord compétences d'EDF 2016-2019) est accessible à tous les salariés du Groupe dans l'intranet « Vivre EDF on line », plus précisément *via* un espace « Mon parcours Ma formation » ;
- Accès à des services numériques, accès à un conseiller en parcours pro, outils et conseils pour préparer son entretien professionnel chaque année, connaissance des dates des salons mobilité, en effet, les salariés en mobilité sont invités à des Salons organisés en région, ils y rencontrent des recruteurs de tous métiers du Groupe et des conseillers parcours professionnels qui les préparent à leur mobilité (CV, entretiens, pitch, outils de la mobilité, parcours externes etc.). Un e-forum mobilité en région Occitanie a revisité en 2018 les modalités de ces salons et a rencontré un large succès ;
- en 2018, les possibilités de parcours se sont élargies avec d'une part, avec une note d'application mobilité groupe France [(1)] qui précise les modalités contractuelles de mobilités entre sociétés à statut différents au sein du Groupe, et d'autre part le projet MyJob qui a permis de faire matcher le projet de salariés dont l'activité était en décroissance ou supprimé avec des postes dans des directions d'appel. Du projet MyJob a également émergé le pilote IT qui a permis de construire deux formations en alternance interne pour des salariés souhaitant devenir data scientists ou data analysts ;
- enfin une expérimentation a débuté pour favoriser des mécénats de compétences en fin de carrière : possibilité pour un salarié d'être mis à disposition dans une association pour son dernier poste avant retraite.

L'année 2018, a été marquée par de fortes transformations à EDF. Un projet s'appuyant sur les compétences transverses des salariés a été développé afin de permettre aux collaborateurs en redéploiement de trouver un métier qui leur convienne (Projet My job). Sur une année 1 266 mutations inter-directions ont eu lieu 1 169 l'année précédente. Dont 67,6 % avec changement de famille professionnelle.

(1) Note du Directeur Ressources Humaines Groupe du 16 juillet 2018.

3.4.2 RÉUNIR LES CONDITIONS DE BIEN-ÊTRE : ORGANISATION ET QUALITÉ DE VIE AU TRAVAIL

Qualité de vie au travail

Dans le cadre de sa stratégie Cap 2030, le groupe EDF poursuit son plan de transformation et d'amélioration de l'organisation du travail au travers des objectifs suivants : développer la responsabilisation, simplifier les modes de fonctionnement et favoriser l'innovation et le recours au numérique avec une priorité accordée à la santé et à la sécurité des salariés. De nombreuses initiatives et démarches sont développées au sein du Groupe qui contribuent à faire évoluer l'organisation, les conditions de travail et la qualité de vie au travail.

Plusieurs sociétés du Groupe ont développé la pratique du travail à distance. En 2018, EDF Renouvelables a signé un accord sur le télétravail et Enedis sur le travail à distance : l'accord d'EDF Renouvelables concerne le télétravail régulier et occasionnel au domicile avec 90 % des postes éligibles à cette modalité d'organisation du travail ; l'accord Enedis concerne le télétravail régulier et occasionnel au domicile ou dans un espace de co-working externe et le travail à distance sur un site Enedis délocalisé. À EDF, on compte fin 2018, 6 000 télétravailleurs réguliers au domicile et 20 000 salariés ayant la possibilité de travailler occasionnellement en dehors de leur lieu de travail habituel.

Par ailleurs, différentes initiatives ont été menées en 2018 pour développer des organisations du travail plus responsabilisantes :

- des expérimentations ont été lancées à EDF et Enedis avec plusieurs dizaines d'équipes pilotes qui font évoluer leur organisation et leur fonctionnement en mettant au cœur la confiance et l'autonomie des collaborateurs ;
- une démarche visant à développer des modalités de pilotage des activités plus collaboratives et plus responsabilisantes a été lancée au sein de certaines entités d'EDF (avec utilisation du *management* visuel, des revues de performance collective etc.) ;
- au travers de l'accord Organisation du travail et qualité de vie au travail à EDF la pratique des Projets d'Equipe co-construits avec les membres des équipes continue de se développer.

L'évolution de l'organisation du travail et des modes de travail s'appuie notamment sur l'existence de différents réseaux et communautés de pratiques. En 2018, deux nouvelles communautés ont vu le jour : une communauté en ligne #TousNumériques véritable *lieu de partage et de diffusion de l'information sur la transformation numérique du groupe EDF* et un collectif baptisé « Transformation » visant à soutenir les démarches de transformation menées au sein des entités du Groupe.

Les pratiques de connexion aux outils numériques et en particulier la mise en place du droit à la déconnexion ont donné lieu à différentes actions visant à préserver la santé des salariés, respecter les équilibres vie professionnelle/vie personnelle et les temps de repos et améliorer l'efficacité au travail. En 2018, la société Enedis a signé un accord spécifique sur le sujet en développant une approche à la fois pédagogique et outillée. Au sein d'EDF, différentes communications ont permis de promouvoir des usages équilibrés des outils numériques en évitant l'hyperconnexion, la sur-sollicitation numérique et l'infobésité (Cf. section 3.4.1.3 « Le développement des compétences : préparer l'avenir »).

Plus globalement concernant la prévention des Risques Psycho-Sociaux (voir aussi « Lutte contre l'absentéisme et pour la qualité de vie au travail» en section 3.2.2.1.1), EDF s'appuie sur des actions de prévention primaire (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 constituent une ressource locale. En outre des ressources d'accompagnement, de formation et numériques 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. L'évaluation des RPS qui se construit sur le croisement de plusieurs types de données s'appuiera en plus à partir de 2019 sur une partie des questions de MY EDF (24 sur les 50 désormais retenues) ce qui permettra à la fois de couvrir l'ensemble des salariés groupe et de prioriser les actions lorsque des difficultés apparaissent. Par ailleurs les principaux facteurs de risque retenus sont ceux habituellement utilisés par les institutions spécialisées dans l'amélioration des conditions de travail (INRS, ANACT). Cette nouvelle approche donne lieu à une sensibilisation au sein des CODIR.

En matière de prévention secondaire et tertiaire, plusieurs dispositifs sont mobilisables : 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 a été signé. Cet accord introduit le forfait-jours, avec un forfait annuel de référence de 209 jours. Il vise 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 2018, plus de 80 % des cadres sont au forfait-jours et le nombre de jours travaillés a augmenté très sensiblement.

L'année 2017 a montré 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 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, DK LNG, Sowee notamment.

Au sein d'EDF, 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.

3.4.3 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.

3.4.3.1 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), une rémunération variable de la performance individuelle s'applique à 20 % des collaborateurs mais plus de la moitié des salariés d'EDF Energy reçoivent une prime qui rémunère la performance collective.

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 Produttivita*).

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.

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.,

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, les salariés d'EDF et les salariés d'Enedis bénéficient 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 signé en 2016 pour la période 2017-2019 souhaite mieux lier l'intéressement à la performance d'EDF. 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).

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 2018 un encours de 4,7 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 2018, de 819 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 2018 la valorisation des heures épargnées sur le CET des salariés d'EDF s'élève à 754,8 millions d'euros et des salariés d'Enedis à 209 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 2018 un total de 34 679 546 actions EDF, représentant 1,15 % du capital social arrondi à 1,2 %. Ce nombre comprend, d'une part, 30 453 101 actions (représentant 1,01 % 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 ou du groupe EDF au travers des FCPE « Actions EDF »). Ce nombre comprend, d'autre part, près de 4 226 445 actions, représentant 0,14 % 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.

3.4.3.2 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). 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 etc.) 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. Il est notamment demandé à chaque entité de s'assurer que les contrats de prévoyance couvrent *a minima* une année de salaire.

Certaines filiales du Groupe ont mis en place une politique de dite de « flexible benefits » qui permet à chaque salarié de pouvoir ajuster le niveau de couverture sociale à ses besoins du moment. Cette politique est mise en place en Italie, en Belgique et au Royaume Uni. Chez EDF Energy par exemple, les salariés ont le choix entre plusieurs thématiques : par exemple de pouvoir arbitrer entre recevoir des primes en cash ou les affecter à des assurances particulières (en cas de maladies critiques la famille reçoit un montant en argent) ; de pouvoir souscrire des couvertures dentaires supplémentaires ou bien de bénéficier de cartes de réductions pour un club de sport, ou bien de bons d'achat pour les enfants.

Dans les trois pays, une application web est disponible pour que les salariés puissent exercer leurs choix et les faire évoluer tout au long de leur présence dans l'entreprise.

3.4.4 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.

3.4.4.1 La sous-traitance responsable : une réalité

La politique de sous-traitance d'EDF 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 du nouvel accord RSE du groupe EDF signé le 19 juin 2018 ainsi que de l'accord sur la « Sous-Traitance Socialement Responsable » signé le 19 octobre 2006 au sein d'EDF.

Les engagements de l'accord RSE Groupe : L'article 4 : Assurer une relation socialement responsable avec nos fournisseurs et sous-traitants

« Le groupe EDF s'engage à communiquer et promouvoir cet accord auprès de ses fournisseurs et sous-traitants.

Les exigences du Groupe portent particulièrement sur :

- le respect de la loi nationale du pays d'exécution du contrat ;
- le respect des normes internationales du travail ;
- la santé et sécurité des salariés, incluant les normes internationales applicables ;
- le respect de l'environnement ;
- le respect de la politique Ethique et Conformité du groupe EDF.

Les sociétés du Groupe mettent en place vis-à-vis de leurs fournisseurs et sous-traitants les procédures appropriées de sélection et d'évaluation visant à répondre à ces exigences.

Ces exigences complètent la Charte Développement Durable instituée en 2006 et mise à jour en 2014 entre EDF et ses fournisseurs.

Les sociétés du Groupe doivent promouvoir ces principes auprès de leurs soumissionnaires.

Dans les pays et territoires où il est présent, le groupe EDF est particulièrement attentif au renforcement de ses relations et de son volume d'affaires avec les petites et moyennes entreprises (PME) locales ; à ce titre, il identifie et intègre dans l'expression du besoin, les enjeux liés au développement des territoires, en cohérence avec les réglementations applicables.

Le Groupe peut être amené à recourir à des sous-traitants employant des personnes avec un contrat de travail d'un autre pays que celui d'intervention. Dans ce cas, une vigilance particulière est exercée sur les droits humains, les conditions de travail, les conditions de logement et la santé-sécurité de ces salariés.

Les signataires estiment que la santé et la sécurité des salariés des entreprises sous-traitantes sont aussi importantes que celles des salariés du Groupe. Elles sont traitées à l'article 5.

Le groupe EDF assure le suivi des exigences envers les fournisseurs et sous-traitants. A cette fin, il met en place un plan de vigilance comprenant une cartographie des risques identifiés chez ses fournisseurs et sous-traitants, leur évaluation et les mesures prises pour les prévenir (se référer à l'article 1 de cet accord).

Tout manquement, répété et non corrigé après observations, aux stipulations du présent accord, à la législation, aux règles relatives à la santé-sécurité des salariés, aux principes régissant les relations avec les clients, et à la réglementation en vigueur en matière d'environnement, peut entrainer l'arrêt des relations avec le fournisseur ou l'entreprise sous-traitante, dans le respect des obligations contractuelles.

Tout signalement d'un fournisseur identifié par l'ensemble des fédérations syndicales dans le Groupe comme ayant des pratiques en écart avec les engagements décrits plus haut fera l'objet d'une analyse et d'un retour par le groupe EDF. »

Les domaines de la sous-traitance au sein d'EDF

Au sein d'EDF, le recours à la sous-traitance relève principalement des activités industrielles, commerciales, et du Systèmes d'Information. L'année 2018 a vu se poursuivre les tendances de 2017 dans la nature des activités confiées à la sous-traitance, à l'exception des activités de gestion immobilière pour lesquelles l'entreprise a adapté son modèle d'activité. Elle recourt en effet désormais à des Property *managers* pour la gestion des sites tertiaires et à un Pilote facility Management pour les bâtiments tertiaires des sites industriels, à travers une nouvelle filiale, Dalkia PMiG.

Dans le domaine industriel

Les actions de progrès engagées depuis 2015 et concrétisées dans la Charte de Progrès signée en juin 2016 entre EDF et les Organisations Professionnelles représentant les prestataires sous-traitants du Groupe, se sont poursuivies en 2018. Il en est notamment ainsi des actions d'accompagnement des sous-traitants du chantier de Flamanville 3, engagées depuis 2017, en vue de la réduction de la charge d'activité.

Dans le domaine des Systèmes d'Information

L'entreprise a poursuivi en 2018 la mise en œuvre de sa stratégie industrielle dans le domaine IT qui dessine la part dévolue à la sous-traitance. En témoignent 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.

3.4.4.2 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 (voir section 3.2.2.3.2 « L'alternance : un historique solide et un engagement pour le futur »), dont la vocation d'ascenseur social est une finalité sans cesse renouvelée (voir section 3.4.1.3 « 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'acquérir 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, 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 etc.), 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 2018 son action pour réaliser des achats avec les structures des secteurs protégé et adapté conformément aux dispositions de l'accord 2016-2018 d'EDF 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. Ainsi en 2018, le volume d'achat s'est établi à 4 937k€ pour les achats au Secteur du Travail Protégé et Adapté (STPA) et à 767k€ pour les achats au Secteur de l'Insertion par l'Activité Economique (SIAE).

3.4.4.3 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.

Le nouvel accord mondial de Responsabilité Sociale d'Entreprise, signé en juin 2018, consacre plusieurs articles à la lutte contre toutes les formes de discriminations, au respect de la diversité, à la promotion de l'égalité des chances et notamment à l'égalité professionnelle entre les femmes et les hommes, ainsi qu'à la lutte contre toute forme de harcèlement et de violence au travail.

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, et le niveau France avec un réseau Diversité France, composé des directions métiers d'EDF et des entités du Groupe en France.

Chaque société du Groupe intègre un niveau d'engagement qui lui est propre, adapté à son modèle d'activités au contexte et au cadre législatif en vigueur. Par exemple, Dalkia est détenteur du label « Diversité », tandis qu'EDF, EDF Energy et EDF Fenice portent le label GEEIS (Gender Equality European & International Standard)

En matière de professionnalisation et de sensibilisation, les engagements « Diversité » d'EDF ont donné lieu à la création de plusieurs programmes à destination des *managers*, des acteurs de la filière RH, des représentants du personnel et des salariés. Près de 10 000 personnes ont ainsi été formés, depuis 2007, dans ce cadre.

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 2018 une campagne de communication a été mise en ligne à l'occasion du « Diversity Spring ».

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 2018, Enedis, a publié un guide « Décider sans discriminer » pour prévenir et enrayer toutes les discriminations dans l'ensemble des processus RH.

Pour prévenir tout risque de discrimination, EDF mène régulièrement des études et des tests de ses processus RH (par exemple à EDF, 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. En 2018, EDF a élaboré un document repère sur le repect de l'identité de genre, pour accompagner les salarié(e)s en transition.

3.4.4.3.1 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 31/12/2018
Femmes	EDF	2004 Interp'Elles qui devient Énergies de femmes en 2015	2 900
	EDF Energy	2009	791
LGBT	EDF	2011 Energay	91+806 « alliée.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

Ces réseaux développent des initiatives d'échanges, de sensibilisation et parfois du « mentorat ». À titre d'exemple, en 2018, le Groupe en France compte plus de 370 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, complété en 2018 d'un guide repères pour le respect de l'identité de genre pour aider *managers* et RH à accompagner les salariés en transition.

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.

3.4.4.3.2 Zoom sur les mesures prises en faveur de l'intégration professionnelle des personnes en situation de handicap

L'ambition du Groupe dans ce domaine est portée au travers du nouvel accord mondial de Responsabilité Sociale d'Entreprise signé en 2018 qui intègre la question du handicap. Par ailleurs en 2017, le Président du groupe EDF a signé la Charte « handicap & entreprises » de l'Organisation Internationale du Travail (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, Enedis, Électricité de Strasbourg et EDF EDF Renouvelable

A l'instar d'EDF Renouvelables et Enedis qui avaient signé un accord Handicap en 2017, EDF a signé le 13 décembre 2018 son 11e accord pour l'intégration et les parcours professionnels des personnes en situation de handicap.

Dans le cadre de son accord précédent, l'accord 2016 – 2018 d'EDF l'objectif de taux d'emploi que s'était fixé l'entreprise l'entreprise était de 5 % à fin 2018. Il a atteint 4,89 % à la fin 2017. 162 recrutements et 94 nouveaux contrats en alternance de personnes en situation de handicap ont été réalisés au total sur les trois ans de cet accord. Par ailleurs, tout au long de cet accord un groupe de travail a été mis en place pour faire progresser l'accessibilité numérique des applications indispensables à la vie quotidienne du salarié. EDF a soutenu le développement d'un e. learning sur le développement de projets web accessibles dans le cadre d'un partenariat inter entreprises. Il est désormais proposé aux salariés de l'entreprise sur son campus Internet.

Enedis a signé le 2 juillet 2018 une convention tripartite UNEA - Enedis -Région Nouvelle-Aquitaine pour la création d'une section d'apprentissage inclusive pour adultes et jeunes en situation de handicap dès la rentrée 2018. Il s'agit de former une douzaine d'apprentis en situation de handicap aux métiers des secteurs électroniques, électriques et électrotechniques. La formation en milieu professionnel sera effectuée au sein d'entreprises adaptées de la région et d'entités d'Enedis. Une première en France.

3.4.4.4 Une gestion maîtrisée et anticipée des réorganisations et des restructurations

Le Groupe, conscient de la nécessaire adaptabilité des organisations aux évolutions du contexte économique et social, tant en France qu'à l'international, a dédié un article à la « conduite des transformations de façon socialement responsable » dans son accord Groupe sur la Responsabilité Sociale d'Entreprise. L'implication du *management* et la place particulière accordée au dialogue avec les salariés et leurs représentants sont des leviers majeurs.

Dans le cadre de sa transformation, le groupe EDF applique les principes de transparence, de responsabilité et de dialogue vis-à-vis des salariés, de leurs représentants et des collectivités.

Ces principes vis-à-vis des représentants du personnel doivent être assurés, dans le respect des règlementations nationales, des pratiques en matière de relations sociales et de négociations collectives. L'information doit être apportée en temps utile et donner lieu à une concertation, dans un contexte d'évolution des activités du Groupe : nouveaux investissements, fusions, acquisitions, cessions, réorganisations, fermeture d'établissements ou d'arrêt d'activités.

Cette information et cette concertation portent sur les enjeux économiques, les conséquences des décisions et la bonne adaptation des mesures d'accompagnement individuelles et collectives, ainsi que le suivi de leur application sans aucune dérogation.

Afin de réussir à conjuguer performance économique et performance sociale, les entreprises du Groupe s'attachent à développer les démarches prospectives sur l'évolution des métiers. Ces informations sont également partagées avec les salariés et leurs représentants.

Le principe de responsabilité vis-à-vis des salariés et des collectivités locales vise à limiter les conséquences sociales pour les salariés concernés et les conséquences pour l'équilibre socio-économique des territoires.

Ainsi, doivent être systématiquement examinées les mesures visant à éviter les licenciements, telles que le reclassement des salariés concernés au sein de leur entreprise ou dans une autre entité du Groupe. Au cas où des licenciements ne pourraient être évités, des dispositions plus favorables que le minimum légal requis par la législation du pays concerné sont recherchées. En cas de perte d'emploi, un accompagnement spécifique peut être proposé aux salariés concernés afin de faciliter leur recherche d'un nouvel emploi à l'interne comme à l'externe. La concertation avec les représentants des salariés est privilégiée pour établir et mettre en œuvre ces mesures.

3.4.4.5 Un dialogue social soutenu

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 Groupe France, 97 établissements pour les délégués du personnel et 205 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 2018 a été marquée par des sujets de transformations de l'entreprise dont pour la première fois l'examen de la mise à l'arrêt d'une centrale nucléaire. Ce sont 12 séances qui se sont tenues dont deux sur une journée et demi.

L'instance s'est exprimée sur les trois consultations récurrentes dites « Rebsamen » : Politique Sociale de l'entreprise, situation économique et financière et en décembre le dossier orientations stratégiques et ses conséquences sur l'emploi en faisant pour chacune d'elles appelle à l'appui d'un cabinet d'expertise. Le travail d'évolution du contenu de ces dossiers initié en 2017 s'est poursuivi en 2018 avec les représentants du personnel en CCE, les Présidents des commissions du CCE, les Directions de la DRH Groupe et les Directions métiers pour donner davantage le sens des politiques et de la stratégie de l'entreprise.

Le CCE a également été consulté sur de nombreux projets de transformations des métiers et de l'entreprise : déclaration de mise à l'arrêt de la centrale de Fessenheim, projet du nucléaire portant sur le fonctionnement des « Equipe en Situation Extrême », le projet de cession de la filiale Dunkerque LNG, le projet immobilier parisien (PGO), le projet de rénovation du SIRH « projet My HR », le déploiement du Dispositif d'alerte et Conformité Groupe,, la création d'une nouvelle Division (la DTEAM) de rapprochement du thermique et de l'appui industriel – Division Thermique, Expertise et Appui industriel Multi-métiers, des points d'avancement sur les grands projets industriels tels que Flamanville 3, Hinkley Point C, le projet d'EPR 2, le projet de transformation à EDF Hydro « Cap Hydro », une présentation de l'expérimentation d'Ecocombust dans le thermique, la nouvelle Politique Santé et Sécurité du Groupe, etc.

L'agenda social 2018

En 2018, la négociation collective a été soutenue notamment avec le lancement en mai 2018 du Projet « Dialogue Social 2020 » portant sur la rénovation du dialogue social à EDF dans sa globalité. Le projet porte sur plusieurs dimensions : nouvelles institutions représentatives du personnel ; la place de la négociation collective entreprise, établissement/branche professionnelle ; le dialogue social informel et conventionnel ; la professionnalisation et gestion des compétences des acteurs du dialogue social ; le droit syndical et le dialogue social statutaire.

En 2018, 5 accords et avenants ont été signés sur les domaines RH suivants :

- Accord Comité Groupe France : portant sur le renouvellement de l'instance de Groupe et déterminant les attributions et les modalités de fonctionnement, cet accord met en place des instances de dialogue social en région sur l'emploi, la mobilité au sein du Groupe ;
- Accord de méthode relatif au projet Dialogue Social 2020 fixant les thèmes et le calendrier des négociations du projet ;
- Sur la rémunération : l'accord collectif aux contributions d'EDF aux PERCO et PEG pour 2019, l'avenant n° 1 relatif à l'accord intéressement EDF 2017-2019, l'accord collectif pour l'égalité des droits et des chances et l'intégration professionnelle des personnes en situation de handicap.

Le Comité Groupe France

Cette année a été consacrée à la négociation portant sur le renouvellement du Comité Groupe France (accord signé le 7 mai 2018 par la CFDT, CFE-CGC et FO). La séance d'installation s'est tenue le 24 mai au cours de laquelle les nouveaux membres ont été accueillis dont plusieurs représentants de FRAMATOME après sa récente intégration dans le Groupe

Le Comité Groupe France, lieu d'intégration de la concertation à l'échelle France regroupe 28 élus des principales filiales du Groupe (EDF, Dalkia, EDF Renouvelables, FRAMATOME, Enedis CHAM, RTE etc.), s'est réuni à trois reprises en 2018, avec en juillet la visite du site industriel FRAMATOME de Saint Marcel à Chalons sur Saone.

Au-delà des thématiques récurrentes portant sur la stratégie du Groupe la situation économique et financière ou encore la situation de l'emploi, l'année 2018 a été l'occasion de présenter la filiale FRAMATOME et son projet industriel, d'échanger sur les sujets d'actualités du Groupe notamment la nouvelle politique Santé Sécurité du Groupe, les dispositifs de redéploiement des salariés au sein du Groupe, le Plan Solaire porté par EDF Renouvelables.

À l'international

Le Comité d'entreprise européen

Depuis fin 2001, le Groupe a mis en place un Comité d'entreprise européen (CEE), informé des politiques majeures du Groupe et consulté lors d'évolutions du périmètre du Groupe en Europe ayant un impact sur les salariés. 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 la diversité, des garanties collectives notamment sur les garanties lors des fermetures de site de production cette année et des comptes consolidés. Dans ce contexte, un groupe de travail sur la Transition Énergétique et le *winter package* a été mis en place en 2017.

En 2018, le CEE a été réuni en février en séminaire pour partager sur la stratégie du Groupe en France et à l'International et le fonctionnement de l'instance et à deux reprises pour des réunions plénières 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'anticipation et la visibilité sur les cessions d'actifs et leur impact potentiel sur l'emploi a été une des préoccupations du CEE ; la séance de novembre a aussi permis de les informer sur les activités en développement.

L'accord RSE et sa gouvernance

L'accord-cadre RSE signé le 19 juin 2018, détermine un socle d'engagements communs en matière de responsabilité sociale et se caractérise par son esprit moderne et novateur. Concrètement, il porte des avancées majeures en termes de protection sociale pour les salariés dans les pays en développement, la lutte contre la violence et le harcèlement au travail, le devoir de vigilance à l'attention des sous-traitants et fournisseurs, la transition juste, la transparence du marché interne de l'emploi, l'égalité entre les femmes et les hommes, la lutte contre les discriminations liées à l'orientation sexuelle, la transparence fiscale, la protection des lanceurs d'alerte, la lutte contre la corruption et les fraudes.

Cet accord-cadre signé 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 bi-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.

L'accord est actuellement déployé auprès de l'ensemble des filiales du Groupe par des communications communes (OS, Direction), des présentations dans les CODIR RH et Comex.

Les signataires s'engagent à mettre en œuvre une gouvernance de l'accord au niveau local comme à l'échelle mondiale visant à garantir le respect des engagements qu'il contient : engagement en termes de communication, d'accessibilité et sensibilisation, au niveau monde et à la maille de chaque pays/entités.

Le suivi a aussi pour objet de :

- s'assurer des conditions de mise en œuvre de l'accord ;
- analyser le bilan du Groupe en termes d'application, notamment au regard des résultats des indicateurs de suivi, y compris des actions liées au plan de vigilance ;
- identifier les écarts là où ils sont constatés et les axes d'amélioration, et établir un ou des plans d'action, pour progresser de façon continue ;
- élaborer conjointement une synthèse annuelle sur la mise en œuvre et l'évaluation des résultats ;
- identifier les bonnes pratiques et proposer des mesures visant à les promouvoir.

3.4.4.6 Le regard des salariés : l'enquête d'engagement My EDF Group

À l'issue de la première édition de l'enquête interne d'engagement My EDF Group, 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 7e édition de l'enquête est intervenue au mois d'octobre 2018. Une importante campagne de communication interne a été organisée pour encourager les salariés à exprimer leur avis (vidéos, affiches et kit de communication).

La confiance dans l'avenir du Groupe reste stable (53 %) après la baisse enregistrée en 2016. L'engagement des salariés se maintient à un taux de 65 % au niveau du Groupe avec une très légère baisse de 1 point par rapport à 2017. 68 % des salariés recommanderaient EDF en tant qu'employeur à l'un de leurs proches, soit une baisse de 3 points par rapport à 2017, mais ce score demeure 5 points au-dessus du benchmark externe. L'étude montre que la confiance dans le *management* de proximité demeure un atout fort (72 % de confiance dans les décisions du *management*, soit 9 points au-dessus du benchmark) ainsi que l'implication des salariés (72 %).

Le contenu du travail demeure à un niveau satisfaisant de 65 % malgré une baisse de 2 points. En revanche la perception de l'efficacité des fonctionnements collectifs baisse de 4 points (49 %). Des attentes toujours fortes autour de la reconnaissance (59 % considèrent que leur rémunération n'est pas à la hauteur de leur implication) et des parcours professionnels (43 % de satisfaction) feront l'objet de plan d'actions spécifiques.

Enfin, pour 84 % des salariés (stable) la sécurité est une préoccupation partagée par tous.

La participation des salariés (73 % et près de 101 000 de répondants), en nette progression par rapport à celle de la première édition (63 %), démontre l'intérêt des salariés du Groupe pour cette enquête et garantit la fiabilité des résultats.

3.5 ÉTHIQUE, CONFORMITÉ, TRANSPARENCE FISCALE



3.5.1 ETHIQUE ET CONFORMITÉ

Afin de préserver sa réputation partout dans le monde, le groupe EDF promeut la culture d'intégrité et applique la tolérance zéro en matière de fraude et de corruption. Une conduite éthique et conforme aux lois est la règle absolue pour tous les salariés du Groupe, à tous les niveaux de l'entreprise, sans exception.

3.5.1.1 L'engagement éthique et conformité du groupe EDF

Un programme éthique et conformité Groupe et une gouvernance dédiée

Le Directeur de la Direction Éthique et Conformité Groupe (DECG) est rattaché au Secrétaire Général, membre du Comité exécutif Groupe. La DECG gère et coordonne, en lien avec les directions concernées, la mise en œuvre du programme éthique et conformité Groupe signé du Président d'EDF, en France et à l'international. Ce programme est bâti pour répondre aux exigences des autorités de régulation nationales et internationales et aux pratiques de place. Le programme met tout dirigeant d'EDF et plus généralement tous les salariés, au cœur du dispositif.

La DECG a créé en 2016 un réseau d'une cinquantaine de 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 domaines de l'éthique et de la conformité ainsi que sur les plans d'actions associés. Ils disposent des moyens et pouvoirs leur permettant de déployer et faire respecter les exigences du programme et des politiques associées.

La DECG met à disposition des REC une communauté « Éthique et Conformité » sur l'intranet du Groupe « VEOL » et des informations sur le site www.edf.fr comprenant les documents de référence et supports du programme afin de permettre à toutes les entités du Groupe d'accéder à un contenu pédagogique pour accompagner le déploiement du programme. Cette information des REC est complétée en fonction de l'actualité par des revues de presse périodiques, des réunions thématiques en présentiel et plusieurs séminaires dans l'année. L'animation du déploiement *via* le réseau des REC facilite la montée en compétence et le partage de bonnes pratiques.

Le Comité exécutif Groupe, présidé par le Président d'EDF, est chargé de déterminer les orientations et priorités du programme éthique et conformité, d'affecter les ressources nécessaires et de s'assurer du suivi et du contrôle de sa mise œuvre. La DECG intervient en Comité exécutif Groupe pour rendre compte des réalisations *via* un rapport annuel d'activité et valider le plan d'actions.

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. Il dispose également chaque année d'un rapport d'activité présenté par la DECG.

EDF est membre de plusieurs cercles et associations qui luttent contre la corruption. Elle a intégré en 2016 Transparency International France au sein de laquelle elle participe au Forum des Entreprises Engagées (FEE) qui réunit des entreprises aspirant à l'adoption des meilleurs standards en matière de transparence et d'intégrité.

Une politique éthique et conformité Groupe (PECG) déployée depuis 2016

En 2016, le Comité exécutif du groupe EDF a adopté la Politique Éthique et Conformité Groupe (PECG) qui recense les programmes de conformité de l'entreprise ainsi que 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.

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 éthique et conformité (publié en 2017), actualisable au gré des nouvelles réglementations applicables, et soumis à audit.

La PECG recense à ce jour neuf programmes de conformité :

- la prévention du risque de corruption avec un focus particulier sur le contrôle d'intégrité des relations d'affaires et l'encadrement des cadeaux et invitations ;
- la déontologie financière (dont la prévention du risque de blanchiment et le financement du terrorisme, la prévention des abus de marché, la 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 (dont la réglementation REMIT, les biens à double usage) ;
- et la conformité aux programmes de sanctions internationales.

Une Charte Éthique 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 intègre la composante « Pacte mondial des Nations Unies » dont EDF est signataire depuis 2001. Elle est accessible en français et en anglais sur le site Internet d'EDF et compte dix autres déclinaisons linguistiques. Elle porte les exigences d'EDF en matière de Droits de l'Homme.

Un travail d'actualisation de la Charte Ethique Groupe a été lancé au 2e semestre de l'année 2018 afin de tenir compte de la stratégie de l'entreprise, des nouvelles politiques du Groupe et du nouvel environnement règlementaire. Le Comité exécutif d'EDF de décembre 2018 a validé le contenu du document et les modalités de déploiement, dont la communication qui devrait être réalisée au 1er semestre 2019.

3.5.1.2 Le programme de conformité anticorruption

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 » vient renforcer l'arsenal législatif français pour le hisser au niveau des meilleurs standards internationaux en matière de prévention et répression de la corruption et des autres manquements à la probité. Les entreprises comme EDF, répondant aux critères de taille et de chiffre d'affaires ont l'obligation de mettre en place un programme de conformité anticorruption comportant huit exigences : un code de conduite intégré au règlement intérieur, 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 mises en place.

La Direction Éthique et Conformité Groupe (DECG) et son réseau de Responsables Éthique et Conformité (REC) ont élaboré et déployé depuis 2017, un programme anticorruption au sein du groupe EDF afin de répondre aux huit exigences de l'article 17 de la loi Sapin II. En 2018, EDF n'a fait l'objet d'aucune sanction ni condamnation, pénalité ou amende de la part d'autorités françaises ou étrangères pour des faits de corruption.

Le code de conduite éthique et conformité

EDF a publié au second semestre 2017 son code de conduite éthique et conformité au terme d'un dialogue social initié dès la fin 2016 et un avis rendu par le Comité central d'entreprise (CCE) le 1er juin 2017, date d'entrée en vigueur des dispositions de la loi.

Conformément aux exigences de la loi et aux préconisations de l'Agence Française Anticorruption (AFA), ce code de conduite applicable à tous les salariés définit et illustre, par des cas pratiques, les différents types de comportement auxquels les collaborateurs sont susceptibles d'être confrontés du fait de l'activité, de l'organisation de l'entreprise et devant être proscrits car étant susceptibles de caractériser des faits de corruption ou de trafic d'influence. Il définit des règles pour l'ensemble des thématiques qui ont été identifiés dans la cartographie : prévention de la corruption ; contrôle d'intégrité des relations d'affaires ; cadeaux et invitations ; prévention des conflits d'intérêts ; lutte contre la fraude ; prévention des abus de marché ; prévention du risque de blanchiment de capitaux et de financement du terrorisme ; prévention des manquements au droit de la concurrence ; respect des sanctions internationales et contrôle des échanges internationaux.

Dans un objectif de prévention du risque corruption et afin de donner une grille de lecture et des repères aux salariés dans l'appréciation de ce qui relève ou non d'un comportement fautif, le code de conduite d'EDF identifie pour chacun des neuf thèmes précités les comportements appropriés dans un paragraphe intitulé « nous devons » et les comportements prohibés dans un paragraphe « nous ne devons pas ». À des fins pédagogiques, il illustre également « les situations à risque » ainsi que les « bons réflexes » à avoir.

La déclinaison du code de conduite a été réalisée dans les filiales en reprenant les règles du code d'EDF.

Le code de conduite éthique et conformité a bénéficié d'un engagement fort du top *management*, tant dans sa rédaction que dans son déploiement, avec notamment sa diffusion numérique à tous les salariés par un courriel du Président à l'été 2017 puis *via* une diffusion à domicile en novembre 2017 en version imprimée. Le code est accessible aux tiers en français et en anglais sur le site www.edf.fr.

Le déploiement du code de conduite éthique et conformité s'accompagne d'un kit de déploiement à destination des *managers* et d'un programme de sensibilisation comprenant notamment la publication d'articles dédiés et une vidéo pédagogique destinée à tous les salariés et disponible sur la communauté éthique et conformité de VEOL et sur le site Internet d'EDF.

Un *serious game* permettant de s'approprier de manière ludique et interactive le contenu du code de conduite, de mesurer la bonne compréhension de ses dispositions par les salariés, a été développé par la DECG en 2018 et sera disponible en 2019.

Le code de conduite a été intégré en 2018 dans la plupart des règlements intérieurs des établissements d'EDF et des filiales.

La PECG ayant établi comme priorité la prévention du risque de corruption, la DECG a renforcé son dispositif d'encadrement des cadeaux et invitations, dont les règles sont inscrites dans le code de conduite. La DECG a publié en 2017, un guide pratique pour encadrer la pratique des cadeaux et invitations ainsi qu'une vidéo support pour accompagner les entités et les filiales dans le déploiement de ce dispositif au sein de leur périmètre. L'entreprise a développé et déployé en 2018 une application informatique permettant l'enregistrement par les salariés des cadeaux et invitations (DECI), qu'ils soient reçus, offerts ou refusés.

Le Code de conduite prohibe le paiement de facilitations et il mentionne expressément de ne pas utiliser les dons versés à une fondation ou à une association à des fins de corruption.

Son contenu sera régulièrement mis à jour en fonction de l'évolution de la cartographie des risques de l'entreprise.

Le dispositif d'alerte

Depuis 2016, le dispositif d'alerte éthique intègre les thématiques liées à la conformité.

Le Comité exécutif d'EDF a décidé en décembre 2017 de faire évoluer son dispositif afin notamment de renforcer la sécurité des données et préserver l'identité des alerteurs. Il a décidé de mettre en place un dispositif d'alerte unique pour l'ensemble des signalements relevant de la loi Sapin II et de la loi sur le devoir de vigilance. La DECG est le référent du dispositif pour le Groupe. Ce dispositif bénéficie à l'ensemble des entités du Groupe y compris aux filiales disposant déjà d'un dispositif d'alerte. Les filiales du domaine régulé, Enedis et RTE [(1)], ont fait savoir qu'elles mettaient en place leur propre dispositif d'alerte. De ce fait, les signalements relatifs à ces filiales gestionnaires d'infrastructures régulées seront aiguillées vers leurs propres dispositifs.

Le projet d'évolution a été présenté au CCE d'EDF pour la première fois le 18 janvier 2018 et l'avis du CCE a été recueilli le 2 mars 2018. La mise en service du nouveau dispositif a eu lieu le 10 septembre 2018. La DECG assure la recevabilité des signalements puis traite avec les REC et d'autres experts si besoin les signalements déclarés recevables.

EDF a fait le choix d'acquérir, après appel d'offres, un outil sur le marché permettant de recueillir les signalements dans un cadre complètement sécurisé (conformité loi Sapin II et RGPD), d'assurer à l'ensemble des salariés et des tiers un traitement confidentiel de leurs données en interne, avec un système totalement déconnecté des systèmes d'information de l'entreprise.

L'interface du dispositif d'alerte éthique et conformité Groupe est accessible en plusieurs langues (français, anglais, italien, portugais, néerlandais et mandarin) en France et à l'étranger et l'alerteur peut effectuer un signalement dans la langue de son choix. Cet outil est conforme aux règlementations locales partout où le groupe EDF est implanté. Le dispositif d'alerte externe est certifié ISO 27001 et labellisé *European Privacy Seal*. Il a été audité par les services informatiques d'EDF préalablement à sa mise en service. Le dispositif fait l'objet de tests réguliers d'intrusion. Il est par ailleurs possible de contacter directement la DECG par voie postale.

Deux guides bilingues français-anglais ont été réalisés par la DECG : « le guide de l'alerteur », à l'attention de tous les salariés, afin de les guider lorsqu'ils souhaitent faire un signalement ; et « le guide de traitement », à destination de tous les responsables de traitement, afin de les éclairer sur les modalités de traitement des signalements, depuis leur réception jusqu'à la fin de leur analyse ainsi que les éventuelles actions et procédures en découlant.

Le dispositif d'alerte éthique et conformité du groupe EDF permet aux salariés et collaborateurs extérieurs (personnel intérimaire, salarié d'un prestataire de services etc.) ou occasionnels (CDD, apprentis, stagiaires etc.) du Groupe, ainsi qu'aux tiers d'effectuer un signalement sur des faits allégués dont le groupe EDF, ou ses salariés, seraient les auteurs ou les victimes, conformément à la loi « Sapin II » et à la loi « Devoir de Vigilance ».

(1) Le gestionnaire de réseau de distribution Enedis et le gestionnaire de transport RTE sont gérés en toute indépendance.

Le champ d'application des signalements est le suivant :

- un crime ou un délit ;
- une violation grave et manifeste d'un engagement international régulièrement ratifié ou approuvé par la France, d'un acte unilatéral d'une organisation internationale pris sur le fondement d'un tel engagement ;
- une violation d'une loi ou d'un règlement ;
- une menace ou un préjudice grave pour l'intérêt général ;
- un manquement au code de conduite Ethique et Conformité du Groupe ;
- une atteinte grave envers les droits humains et les libertés fondamentales, la santé et la sécurité des personnes ainsi que l'environnement résultant des activités d'EDF et des filiales du Groupe.

Pour en faciliter la compréhension, EDF a défini dans le dispositif d'alerte dix thématiques entrant dans son champ d'application : la corruption, les conflits d'intérêts, la fraude, les délits financiers, les manquements au droit de la concurrence, les sanctions internationales et les contrôles des échanges internationaux, le harcèlement et la discrimination, les droits et protection des personnes, les atteintes graves à l'environnement et la protection des données personnelles. Il est aussi possible pour une personne de demander conseil à la DECG de manière sécurisée et d'y exercer ses droits sur ses données personnelles.

La recevabilité d'un signalement est appréciée au regard de ce champ d'application et de la relation de l'alerteur avec l'entreprise. Cette recevabilité est indépendante de la réalité des faits allégués qui ne peut être constatée qu'à la fin du traitement.

L'interface de saisie est une page web du site d'EDF [(1)]. Le système d'alerte est accessible 7 jours sur 7, 24 heures sur 24 et l'alerteur reçoit un accusé de réception lui indiquant l'enclenchement de l'analyse de recevabilité. Dans le cadre de la politique de tolérance zéro, chaque signalement jugé recevable fait l'objet d'un traitement dans un outil dédié sécurisé. L'alerteur a la possibilité de faire un signalement de manière anonyme dès lors que la gravité des faits signalés est établie et que les éléments factuels sont suffisamment détaillés et précis pour permettre de démontrer la réalité des faits signalés. Un *reporting* périodique est réalisé par la DECG.

Pour l'année 2018, la DECG a enregistré dans le dispositif d'alerte Groupe (hors RTE et Enedis) 12 demandes de conseil et 64 signalements dont 44 ont été considérés comme des alertes, car jugés recevables. Ces alertes font l'objet d'un traitement par la DECG ou son réseau d'experts qui permettra de statuer sur le caractère avéré ou non des faits allégués. La majorité des alertes (48 %) concerne la catégorie harcèlement/discrimination.

Sur ces 44 alertes :

- 11 sont anonymes ;
- 80 % proviennent de salariés du Groupe ;
- 40 alertes concernent des faits localisées en France et 4 à l'étranger (2 en Europe hors France, 1 en Amérique du Nord et 1 en Amérique du Sud) ;
- 27 concernent EDF et 17 les filiales du Groupe.

Les résultats consolidés sont dans le rapport annuel éthique et conformité transmis au Comité exécutif et présentés au Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise (CGRE) du Conseil d'administration d'EDF.

La cartographie des risques

Dès 2016, la DECG a développé et adressé aux REC un outil permettant aux entités et filiales 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.

À des fins de simplification dans le cadre de Cap 2030 et pour tenir compte du retour d'expérience de l'exercice précédent, cet outil de pilotage a évolué début 2017 pour s'intégrer dans la démarche annuelle d'autoévaluation du contrôle interne conduite par la Direction des Risques Groupe.

En 2018, une cartographie spécifique « corruption » qui permet d'identifier et hiérarchiser les risques d'exposition à la corruption par secteur d'activité et par pays a été réalisée.

En cas d'évolution significative de la cartographie, les thématiques du code de conduite éthique et conformité seront mises à jour.

(1) www.edf.fr/edf/alerte-ethique

Le contrôle d'intégrité des relations d'affaires

Le contrôle d'intégrité des relations d'affaires (CIRA) fait l'objet d'une note d'instruction qui 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. La nature du contrôle se décline selon le niveau de risque présenté par le tiers. Une animation pédagogique de sensibilisation sur le sujet est en ligne sur l'intranet, consultable par l'ensemble des salariés.

Les risques de corruption sont identifiés dans les directions d'EDF et les filiales lors de l'évaluation des tiers par les REC et leurs correspondants à l'occasion des contrôles d'intégrité des relations d'affaires. Pour les directions d'EDF appelant une vigilance renforcée, ces contrôles prennent systématiquement en compte les informations apportées par les chargés de relation d'affaires et le juriste du domaine.

Un retour d'expérience est programmé en 2019 après deux ans de mise en œuvre afin de s'assurer que les entités garantissent la maîtrise des risques attachés à l'intégrité des partenaires et pour amender si nécessaire son contenu, notamment en regard des recommandations de l'AFA (exigence de la loi Sapin II).

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 ». Elles correspondent à la réalisation de 70 tests aléatoires ou automatiques, dont 23 réalisés sur le processus comptabilité.

Les anomalies susceptibles de donner lieu à caractérisation d'une fraude, sont le cas échéant, après analyse technique entre la filière comptable et les équipes gestion finance des directions opérationnelles concernées, transmises au Responsable Ethique et Conformité de l'entité. Dans le cadre de la mise en œuvre de la loi Sapin II, le Centre de Services partagés – Comptabilité Conseil (CSP-2C) a mis en place une procédure de remontée des suspicions de fraude pour traiter les situations dans lesquelles des anomalies potentiellement constitutives de fraudes seraient rencontrées dans la mise en œuvre des contrôles comptables. Aucune fraude avérée liée à la corruption n'a été constatée sur les derniers exercices par la filière comptable, suite aux contrôles réalisés ou le cas échéant suite à des déclarations ou *reportings* spontanés.

La formation anticorruption

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. La DECG a notamment 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 puis il a été déployé en 2017 et en 2018 auprès des *managers* et personnels exposés.

La DECG a réalisé et mis en ligne sur l'intranet éthique et conformité des vidéos de sensibilisation aux neuf thématiques de la PECG : 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 ; conflit d'intérêts. Ont été développés aussi des outils internes pour sensibiliser l'ensemble des salariés aux situations de conflit d'intérêts (fiche thématique, vidéo et chapitre du code de conduite éthique et conformité permettant d'identifier les situations à risques, les réflexes à adopter et les bonnes pratiques).

La DECG assure des formations génériques en présentiel auprès de certains personnels exposés comme les administrateurs de filiales ou les *contract managers*, ainsi que des formations plus spécifiques comme celle qu'elle réalise auprès de son réseau éthique et conformité sur le nouveau dispositif d'alerte et le mode de traitement des signalements. Les REC démultiplient certaines formations auprès de leurs réseaux de correspondants.

En complément aux actions de formation de la DECG, 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.

A la fin de l'année 2018, ce sont 8 556 salariés qui ont suivi une formation certifiante anti-corruption.

Les sanctions disciplinaires

Conformément à la loi Sapin II, tout manquement aux règles fixées au chapitre 3 du code de conduite éthique et conformité peut exposer un salarié à des sanctions disciplinaires. Un paragraphe a été intégré dans le code de conduite pour informer les salariés sur le régime de sanctions disciplinaires appliqué.

Les sanctions sont celles prévues à l'article 6 du Statut des Industries Électriques et Gazières (IEG) et celles 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).

EDF à sa connaissance n'a pas été confrontée (ni en tant que victime ni en tant qu'auteur) à des faits de corruption avérés au cours de l'exercice 2018.

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. Cette évaluation du niveau de maîtrise du domaine éthique et conformité est réalisée depuis 2017 dans le cadre de l'exercice annuel d'autoévaluation du contrôle interne piloté par la Direction des Risques Groupe (DRG). L'analyse et la consolidation de ces remontées d'information sont réalisées par la DECG en début d'année N + 1. La fiche d'autoévaluation du risque de corruption a été enrichie en 2018 de plusieurs indicateurs.

Le dispositif de contrôle est renforcé d'audits internes réguliers dans les entités et filiales, permettant de réaliser une boucle d'amélioration continue du dispositif.

La DECG 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.

Les conflits d'intérêts

La Politique Éthique et 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 et Conformité Groupe a développé des outils internes pour sensibiliser l'ensemble des salariés aux situations de conflit d'intérêts (fiche thématique pédagogique, modules d'*e-learning*, vidéo etc.) et un chapitre du code de conduite éthique et conformité lui es consacré permettant d'identifier les situations à risques, les réflexes à adopter et les bonnes pratiques.

Les représentants d'intérêts

D'une façon générale, le groupe EDF respecte les conventions internationales qui lui sont applicables, ne cherche pas à obtenir ou tenter d'obtenir de l'information ou des décisions de manière malhonnête, veille à ne pas tromper ou induire en erreur les parties prenantes, les décideurs et les pouvoirs publics, et s'assure que l'information qu'il fournit est honnête, actualisée et complète.

En France, EDF est un représentant d'intérêts au sens des articles 25 et suivants de la loi Sapin II (articles 18 et suivants). A ce titre, EDF est inscrite sur le répertoire des représentants d'intérêts tenu par la Haute autorité pour la transparence de la vie publique - HATVP [(1)]. Les gestionnaires de réseaux RTE et Enedis, ainsi que Dalkia, se sont également inscrits.

La liste des personnes en charge d'une activité de représentation d'intérêts identifiées sur le répertoire fera l'objet d'une mise à jour régulière.

En application de cette même loi, EDF a transmis en mars 2018 à la HATVP sa première déclaration, portant sur les actions de représentation d'intérêts effectuées entre le 1er juillet et le 31 décembre 2017. Comme le prévoit la loi, la déclaration mentionne les actions visant à influer sur une décision publique réalisées à l'initiative de l'entreprise auprès des responsables publics nationaux identifiés par le législateur. EDF et les filiales inscrites doivent transmettre d'ici le 31 mars 2019 à la HATVP leur déclaration annuelle portant sur les actions de représentation d'intérêts réalisées au cours de l'année 2018.

Au niveau européen, EDF est inscrit au registre de transparence du Parlement européen et de la Commission européenne et applique le Code de conduite qui lui est annexé. L'estimation des coûts annuels liés aux activités couvertes par le registre de transparence européen est en 2016, 2017 et 2018 de l'ordre de 2 millions d'euros.

Les principales actions pour 2018 ont porté sur :

- les discussions législatives autour du Paquet Énergie Propre. À cette occasion, de nombreuses rencontres et événements ont été organisées pour sensibiliser et informer les parties prenantes sur les enjeux prioritaires pour l'entreprise. Parmi ceux-ci, le Groupe a eu l'occasion de rappeler l'importance qu'il accorde à une meilleure coordination des politiques européennes entre elles (renouvelables, efficacité énergétique, lutte contre le réchauffement climatique), aux solutions de long terme permettant de conforter la sécurité d'approvisionnement en Europe et de donner de la visibilité aux investissements décarbonés et à la fixation du juste prix du CO_2 ;
- la préparation par la Commission européenne de sa stratégie de réduction des émissions de gaz à effet de serre à long terme, le Groupe a affiché la nécessité de maintenir un cap volontariste sur l'objectif de réduction des émissions de CO_2. Il s'attache également à faire valoir 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 ;
- Les travaux initiés par la Commission européenne en matière de finance durable ont pour leur part conduit EDF, qui considère que les investisseurs de long terme devraient contribuer aux objectifs de l'accord de Paris, à préconiser davantage de transparence sur les critères de durabilité dans les portefeuilles de gestionnaires d'actifs. Enfin, le règlement sur le filtrage des investissements étrangers a fait l'objet d'un suivi attentif de façon à préserver garanties juridiques, proportionnalité du filtrage, ainsi que complémentarité et valeur ajoutée européenne.

Le non-financement de partis politiques

Le groupe EDF respecte les lois et règlementations en vigueur concernant le financement des partis politiques. 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 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. En Belgique, EDF Luminus n'a versé aucune contribution aux partis politiques. Aucun versement n'a été effectué en Amérique latine et en Asie. Dans les pays où il est autorisé (par exemple aux États-Unis), les sociétés du groupe EDF peuvent déterminer s'il est approprié de fournir un soutien financier. Les sociétés du Groupe concernées doivent reporter tout financement à leur maison-mère chaque année (déclaration des bénéficiaires et montants associés). En 2018, le montant des versements aux Etats-Unis par EDF Renouvelables s'est établit à 39 000 USD sous forme de *Political Action Committee* et 26 500 USD sous forme de *political contributions*.

3.5.1.3 Les autres programmes de conformité

La PECG 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.

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'une des exigences majeures de la Charte Éthique Groupe et elle est portée 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

(1) hatvp.fr/fiche-organisation/?organisation=552081317

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 signalement recevable porté à la connaissance du dispositif d'alerte est traité, conformément à la politique de tolérance zéro du Groupe.

Deux vidéos de sensibilisation (l'une sur le harcèlement, l'autre sur la discrimination) ont été déployées au sein du Groupe et deux guides Repères pour prévenir et traiter les situations de harcèlement moral et sexuel sont rédigés et seront déployés au premier semestre 2019. Ils sont à destination du *management* et de la fonction RH, ainsi que des Responsables Ethique et Conformité d'entités.

Lutte contre la fraude

La lutte contre la fraude est une préoccupation majeure depuis fin 2010 ou 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.

La PECG a renforcé ses instruments de lutte contre la fraude. Mi-2017, après validation en Comité exécutif Groupe, une note d'instruction à destination des dirigeants a été diffusée. Elle acte d'une définition commune au Groupe et décrit les exigences applicables à la prévention, la détection et le traitement d'une suspicion de fraude. Elle est complétée d'un guide support « Lutte contre la fraude » : à visée opérationnelle, il a pour objet d'expliciter pour la ligne managériale et le référent Fraude de l'entité (REC) les principaux contrôles à mener pour contribuer à la maîtrise des risques de fraude. Ce guide fera l'objet d'une actualisation régulière. Enfin, une vidéo de sensibilisation sur le sujet est en ligne sur l'intranet, consultable par l'ensemble des salariés.

Déontologie financière

La PECG 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 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.

Une cartographie pays des risques de blanchiment et financement du terrorisme est élaborée chaque trimestre par la DECG.

La prévention des abus de marché, du blanchiment et du financement du terrorisme font l'objet d'un chapitre dans le code de conduite éthique et conformité.

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 doté dès 2010 d'un Programme de conformité « droit de la 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 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 présentielles et d'actions de sensibilisation.

En parallèle, un guide de bonnes pratiques, des notes et des publications régulières sur l'actualité du droit de la concurrence sont largement diffusés.

La PECG porte aussi obligation aux dirigeants du Groupe de mettre en place dans leurs entités un dispositif prévoyant de former les collaborateurs aux règles du droit de la concurrence, de contrôler le respect des règles du droit de la concurrence par les collaborateurs et d'intégrer les règles du droit de la concurrence aux réflexions concernant la stratégie de l'entité.

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. Lancé fin 2016, ce *Serious Game* intitulé : Cap Antitrust - Serious Game en Droit de la concurrence «, est accessible à l'ensemble des collaborateurs du Groupe, sur le portail interne de formation du Groupe en plusieurs langues (français, anglais et italien). Au 31 décembre 2018, il a été suivi par plus de 1 400 salariés. En parallèle, a été lancé dès 2015 un module spécifique aux équipes commerciales françaises relatif aux contrats de long terme.

Ce dispositif en ligne est complété par des formations présentielles sur mesure pour certaines filiales et entités du Groupe. Au cours de l'année 2018, 319 salariés ont été formés dans le cadre de 16 formations présentielles, représentant environ 58 heures de formation dispensées.

Protection des données personnelles

La protection des données à caractère personnel (DCP) est aujourd'hui encadrée en France par la loi « Informatique et Libertés » n° 78-17 du 6 janvier 1978, modifiée, et le Règlement (UE) 2016/679 du 27 avril 2016, dit Règlement général pour la protection des données (RGPD), applicable depuis le 25 mai 2018. EDF, qui avait désigné un Correspondant Informatique et Liberté (CIL) dès 2006, a désigné son Délégué à la protection des données (DPO) le 25 mai, et l'a missionné comme Chef de file pour le Groupe. Le DPO est chargé de veiller au respect de la règlementation relative à la protection des DCP au sein de l'entreprise, tant en ce qui concerne les données personnelles de ses clients, que celles de ses salariés, prestataires ou partenaires.

Les travaux réalisés dans le cadre de la mise en conformité du Groupe aux exigences du RGPD ont notamment conduits à la nomination d'une vingtaine de DPO dans les filiales France et Europe, sous l'animation et la coordination du DPO Chef de file d'EDF. Le Réseau Informatique et Libertés du Groupe a non seulement été renforcé dans les filiales, mais également dans les directions de l'entreprise qui disposent d'Interlocuteurs Informatiques et Libertés (I2L), relais du DPO dans leur entité. Les salariés et prestataires ont été sensibilisés à la protection des DCP, notamment *via* un parcours vidéo disponible dans l'intranet de l'entreprise.

Conformité aux réglementations sectorielles

En application de la PECG, 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 marché de gros de l'énergie notamment en obligeant les acteurs de marché à publier les informations privilégiées qu'ils détiennent, à déclarer aux régulateurs énergie les transactions et les ordres passés sur les marchés et en formalisant l'interdiction des abus de marché.

Un « REMIT Group Compliance Officer » a été nommé en septembre 2017 avec pour mission de prévenir les risques de non-conformité à la règlementation en développant un environnement de contrôle adapté. Dans ce contexte, la politique Ethique et Conformité a été complétée par une note d'instruction groupe et une note d'application de la règlementation sur le marché français de l'énergie. Destinées à formaliser une compréhension commune des enjeux et des principes clés à mettre en œuvre, ces orientations répondent aux attentes de l'ACER (préconisations non contraignantes), et de la CRE (délibération du 25.03.2018) qui insistent sur la responsabilité des acteurs de marché pour définir des modalités d'application du règlement adaptées à leur situation respective. Des dispositifs de formation des salariés concernés sont opérationnels ou en cours de développement dans les principales entités du groupe (EDF, EDF Energy, Edison).

La PECG fait également obligation aux entités concernées par l'exportation, y compris intra-communautaire, 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 PECG 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 et, en appui, a déployé des outils permettant aux Responsables Ethique et 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.

3.5.2 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 2017 par le Comité exécutif.

Fin 2018, le Groupe a, comme l'année précédente, télétransmis à l'administration fiscale française sa déclaration pays par pays (« Country by Country *Reporting* ») des données de l'exercice 2017 conformément aux dispositions de l'article 223 quinquies C du Code général des impôts qui fait suite aux recommandations de l'OCDE.

3.5.2.1 La politique fiscale Groupe

Un périmètre large

La politique couvre l'ensemble des impôts du Groupe : impôts directs et indirects, taxes, contributions, prélèvements de toute 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).

Cette politique 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. L'ensemble du 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. Trois captives d'EDF sont situées respectivement en Irlande et au Luxembourg :

- Wagram Insurance Company DAC. (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 ;
- Tereco (Framatome 100 %), société de réassurance du périmètre Framatome située au Luxembourg pour réassurer un portefeuille de risques dont celui de la responsabilité civile nucléaire de Framatome.

3.5.2.2 Les impôts payés par le Groupe

En 2018, le groupe EDF a supporté une charge de 3 697 millions d'euros d'impôts et de taxes en EBITDA [2], en hausse de 156 millions d'euros par rapport à 2017 soit + 4,4 % (dont + 3,3 % en croissance organique).

Ainsi, le groupe EDF contribue au développement des territoires français par un versement annuel de plus de 1,8 milliards d'euros d'impôts locaux au bénéfice des collectivités locales.

Concernant l'impôt sur le résultat, le taux effectif d'impôt (TEI) de -31,54 % en 2018 [3] est essentiellement lié à la diminution du résultat avant impôt des sociétés intégrées et à des éléments non récurrents.

RAPPROCHEMENT DE LA CHARGE D'IMPÔT THÉORIQUE ET DE LA CHARGE D'IMPÔT EFFECTIVE (PREUVE D'IMPÔT)

(en millions d'euros)	2018
Résultat des sociétés intégrées avant impôt	**473**
Taux d'impôt sur les bénéfices applicable à la maison mère	34,43 %
Charge théorique d'impôt	**(163)**
Différences de taux d'imposition	(90)
Différences permanentes (a)	30
Impôts sans base (b)	239
Actifs d'impôts différés non reconnus	132
Autres	1
CHARGE RÉELLE D'IMPÔT	**149**
TAUX EFFECTIF D'IMPÔT	**- 31,54 %**

Ainsi, la différence entre le taux d'impôt théorique et le taux effectif s'explique principalement par :

- (a) L'impact favorable des cessions de participations et d'actifs soumis à un taux réduit d'imposition pour 199 millions d'euros ;
- (b) L'impact favorable de la déduction des rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée pour 203 millions d'euros.

Retraité de ces éléments non récurrents, le taux effectif d'impôt courant en 2018 est de 25,7 %, contre 18 % en 2017.

L'impôt sur le résultat payé par le Groupe s'élève à 389 millions d'euros en 2018 (771 millions d'euros en 2017) : la baisse du décaissement d'impôt de 382 millions d'euros est essentiellement due à une diminution significative des résultats fiscaux en France.

(1) Cash fiscal : impôt décaissé.
(2) Voir la note 11 Impôts et taxes de l'annexe aux comptes consolidés.
(3) Voir la note 16.2 Impôts sur les résultats de l'annexe aux comptes consolidés.

DÉTAIL DES IMPÔTS SUR LE RÉSULTAT PAYÉS DANS L'ENSEMBLE DES PAYS DES FILIALES DU GROUPE

Pays *(en millions d'euros)*	**2018**	**2017**	**2016**
France	162	488	445
Belgique	87	84	70
Egypte	73	76	46
Italie	45	13	117
Brésil	41	62	31
Grèce	8	6	3
Canada	5	(2)	(5)
Mexique	2	13	0
Irlande	2	n.s.	n.s.
US	1	9	(4)
Chili	1	(2)	7
Vietnam	1	1	1
Pologne	1	18	8
Allemagne	1	1	3
Afrique du Sud	n.s.	(1)	0
Espagne	n.s.	8	0
Turquie	n.s.	n.s.	n.s.
Russie	n.s.	n.s.	n.s.
Luxembourg	n.s.	(1)	(1)
Slovaquie	n.s.	0	0
Portugal	0	0	(1)
Hongrie	0	0	20
Israël	0	0	0
Pays-Bas	0	0	5
Autriche	0	0	0
Suisse	0	n.s.	0
Danemark	0	n.s.	0
Singapore	0	0	2
Japon	0	0	0
Bulgarie	0	0	n.s.
UK	(12)	29	151
Chine	(14)	2	0
Norvège	(16)	(34)	(62)
TOTAL	**389**	**771**	**838**
Laos (société mise en équivalence)	7	6	2
TOTAL	**396**	**778**	**840**

3.6 MÉCÉNAT



Depuis plus de 30 ans, au travers de son mécénat, le groupe EDF a marqué son engagement en faveur des actions portées par la société civile [1]. Chaque année, la Fondation accompagne près de 150 porteurs d'innovation sociale.

Depuis le 1er janvier 2016, la Fondation d'entreprise groupe EDF procède d'une démarche commune de plusieurs filiales du Groupe, 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.

Engagement

Les actions solidaires constituent la base d'intervention de la Fondation groupe EDF. En 2018, elle a accompagné 35 nouvelles actions en matière de lutte contre la précarité, d'insertion sociale des jeunes et d'éducation.

Parce que le progrès scientifique et technologique contribue, en définitive, au progrès humain, la Fondation groupe EDF intervient en faveur de :

- l'accès à la connaissance et au savoir pour développer la compréhension des technologies, favoriser le goût des plus jeunes pour la science et l'innovation et susciter des vocations scientifiques notamment auprès des jeunes filles ;
- la recherche médicale afin d'améliorer la qualité et l'espérance de vie du plus grand nombre grâce aux innovations techniques et thérapeutiques ;
- le progrès numérique, utilisant la révolution digitale comme un levier de renouveau de notre cohésion sociale.

En 2018, la Fondation a consacré près de 3,5 millions d'euros au financement d'actions relevant directement de la solidarité et du progrès en France.

La Fondation anime un espace culturel qui propose gratuitement un cycle d'expositions et de rencontres. En 2018, avec les expositions « La Belle Vie Numérique ! » et « 1, 2, 3 Data », elle a accueilli 70 839 visiteurs.

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.

Depuis quatre ans, elle a mis en place un appel à projets destiné à ses salariés, engagés dans des associations ; cette initiative, qui connaît un succès croissant, a permis de mettre en place un réseau de plus de 550 salariés identifiés dans des structures d'intérêt général.

Partenariats

Progressivement, la Fondation 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 ; dans le domaine du handicap par exemple, des salariés ont participé à des challenges solidaires consistant à renseigner, au profit de l'association Jaccede, des lieux accessibles aux personnes en situation de handicap.

De même, les ingénieurs chercheurs d'EDF R&D mettent l'excellence de leur savoir-faire technologique au profit d'instituts qui œuvrent en faveur de l'intérêt général, et plus précisément de la recherche médicale et de la culture, *via* le mécénat de compétence.

La Fondation groupe EDF est un partenaire historique du Téléthon ; en plus du financement par la Fondation des projets de recherche sur les maladies génétiques ; des centaines de salariés du groupe EDF se mobilisent au travers différentes actions (dons d'heures, manifestations, tours cyclistes, etc.).

La Fondation contribue également à l'économie sociale et solidaire au travers du Fonds Agir Pour l'Emploi [2] dans le cadre d'un dispositif d'abondement original des dons. En 2018, on comptait 12 289 donateurs parmi les salariés ou retraités du Groupe. Le montant des aides financières accordées s'élevait à 2 243 880 € et a permis la création ou la consolidation de 3 473 emplois.

Depuis 2010, au travers des Trophées des Associations, la Fondation récompense chaque année une cinquantaine d'actions exemplaires en faveur des jeunes portées par des petites associations. En 2018, pour la première fois, il s'agit de projets à venir et non d'actions réalisées ; une régionalisation de certains prix est également instaurée.

À l'international

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 2018, elle a soutenu une quarantaine de projets donnant lieu à 56 missions techniques réalisées par 35 salariés dans 13 pays différents. Par ailleurs, elle soutient l'engagement bénévole de salariés engagés dans des associations de solidarité internationale par le biais de congés solidaires : 45 salariés ont ainsi bénéficié d'un tel soutien en 2018.

En Grande-Bretagne, EDF Energy axe sa politique de mécénat sur le développement durable et le soutien aux communautés locales. Ainsi, le programme éducatif Pod, primé par EDF Energy, a été lancé en 2008 afin d'enseigner à 2,5 millions d'enfants les principes de l'utilisation durable de l'énergie. EDF Energy accorde également 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, Breast Cancer Now, partenaire caritatif dont le but est de contribuer à la recherche sur le cancer du sein, à la sensibilisation sur 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.

(1) Voir aussi : fondation.edf.com/fr
(2) FAPE : fape-edf.fr

3.7 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 2018, les excellents résultats d'EDF ont encore progressé : maintien dans l'indice DJSI World, réintégration de la « A list » du CDP Climate Change, confirmation dans l'indice STOXX ESG Leaders et présence dans tous les indices Euronext VigéoEiris.

Indices boursiers éthiques et évaluations des agences de notation extra-financières

Dow Jones Sustainability Indexes (DJSI)

En 2018, EDF obtient le très bon score de 79 sur 100, tandis que la moyenne du secteur des Electric Utilities se situe à 46/100. Pour la 3e année consécutive EDF est membre du prestigieux indice DJSI Word intégré pour la première fois en 2016. EDF fait partie des 478 « Sustainability Leaders » parmi les 2 479 entreprises évaluées par RobecoSam en 2018 et se classe 8e au sein des 91 Electric Utilities (5e sur 98 en 2017, 6e sur 92 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.

CDP Climate Change

En 2018 EDF réintégre la très exigeante « A List » obtenue pour la première fois en 2016. En 2017, EDF avait obtenu la note de A- et le niveau leadership. En 2015 EDF avait obtenu 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 Security

EDF a obtenu la note de C en 2018, (B en 2017, niveau Management, comme en 2016 et en 2015 sur une 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 Security du questionnaire Supply Chain.

Indice 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 2018 l'inclusion du groupe EDF dans l'indice a été une nouvelle fois renouvelée. En 2018, la notation globale est de 4,4 sur 5 et le groupe EDF se classe 3e de son secteur d'activité, les « Utilities », parmi toutes les entreprises évaluées en obtenant la performance relative de 95/100.

Indices Euronext 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 2018, EDF fait partie de tous les indices auxquels il peut prétendre : indices Euronext VigéoEiris World 120, Europe 120, Eurozone 120 et France 20. En 2018, EDF a obtenu une note de 66 sur 100, en progression de 6 points par rapport à la précédente notation (60/100 en 2016 et 58/100 à fin 2014) et atteint ainsi pour la 2e fois le niveau « advanced ». Il se classe 5e des 62 entreprises du secteur des Electric & Gas Utilities.

Sustainalytics

En 2018, EDF obtient l'excellent score de 83/100, en progression de 1 point par rapport à 2017 (82/100), de 5 points par rapport à 2015 (78/100) et de 7 points par rapport à 2014 et se classe 6e sur les 193 entreprises du secteur des Utilities. Il figure parmi les 4 % meilleurs du secteur. Pour la 2e année consécutive, le groupe EDF est leader parmi ses pairs, c'est-à-dire les entreprises de taille comparable dans son secteur d'activité. EDF est membre de l'indice STOXX ESG Leaders Index.

ISS-OEKOM

En 2018, EDF a obtenu la note globale de C+ et obtient pour la 2e année consécutive la note de B- sur la partie « Social et Gouvernance ». La notation globale est stable depuis 5 ans (C+ en 2017, 2016, 2015 et 2014 et C en 2013, sur une échelle de D- à A+). Sur les 104 entreprises du secteur des Electric Utilities évaluées par ISS-OEKOM en 2018, EDF fait partie des 20 % meilleures et se trouve être une des rares entreprises du secteur à obtenir la note de B- sur la partie « Social et Gouvernance » de l'évaluation.

Morgan Stanley Capital International (MSCI)

En 2018, EDF obtient le niveau Advanced Level, avec un score de A (sur une échelle de CCC à AAA), comme en 2017, 2016 et 2015.

EcoVadis

EDF obtient en novembre 2017 l'excellent score de 75/100 et le niveau Advanced Level, en progression de 3 points par rapport à 2016 (72/100) 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 60/100. La notation 2018 sera connue au premier trimestre 2019, soit après la rédaction de ce document. Les résultats seront publiés dans le cahier des indicateurs 2018, consultables sur le site edf. fr

Afnor Acesia Solutions Achats

En 2018 EDF obtient la note de 98 sur 100, comme en 2017, 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 3 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 7e place du classement global (en progression de 22 points par rapport à l'enquête précédente de 2013, 20e du classement). La prochaine évaluation aura lieu mi 2019.

Centre Français d'Information sur les Entreprises (CFIE)

Depuis 16 ans, le CFIE publie chaque année une étude sur la qualité de l'information sociale et environnementale publiée dans les rapports annuels des grandes entreprises françaises, qualité appréciée en fonction de l'exhaustivité et de la précision des informations fournies. En 2018, pour la 2e année consécutive, le Groupe se classe 1er des 22 grandes entreprises évaluées, avec la note de 74,4/100 (77,3/100 et 1er sur 22 en 2017, 75/100 et 2e sur 36 en 2016, 74/100 et 2e sur 36 en 2015).

3.8 ANNEXES ET GRILLES DE CORRESPONDANCES

3.8.1 PLAN DE VIGILANCE



Conformément à la loi n° 2017-399 du 27 mars 2017 relative au devoir de vigilance des sociétés mères et des entreprises donneuses d'ordre, le groupe EDF a publié dans son document de référence 2017, une première version de son plan de vigilance. Dans une démarche de progrès continu, le dispositif mis en place pour l'élaboration du deuxième plan de vigilance incluant le suivi des mesures mises en œuvre et l'évaluation de leur efficacité, a visé à renforcer la sensibilisation de l'ensemble des acteurs concernés et à approfondir et compléter les démarches engagées. Cette deuxième version du plan de vigilance du groupe EDF rend compte de la façon dont le plan a été déployé et dont les différentes entités ont progressé sur les différentes parties du plan. En 2018, le plan de vigilance a été présenté au Comité gouvernance et responsabilité d'entreprise du Conseil d'administration.

3.8.1.1 Principales caractéristiques d'EDF au regard de la loi

Le groupe EDF est un énergéticien intégré, présent sur l'ensemble des métiers de l'électricité : la production nucléaire, renouvelable et thermique classique, le transport, la distribution, 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 et possède des positions fortes en Europe (notamment au Royaume-Uni, en Italie et en Belgique). Il est présent dans la conception et la fabrication d'équipements et de combustibles pour les réacteurs nucléaires avec l'intégration en 2018 de Framatome.

Au regard des droits humains et des libertés fondamentales, le groupe EDF opère essentiellement dans les pays de l'OCDE. Il possède néanmoins des actifs et mène des projets dans des pays qui peuvent être qualifiés, au regard des droits humains et des libertés fondamentales, de « pays à risque » (par exemple en Asie du Sud-est, en Amérique latine) et nécessitent une vigilance particulière y compris dans les relations avec nos partenaires. S'agissant de sa chaîne d'approvisionnement, si plus de 95 % de ses fournisseurs de rang 1 gérés par la Direction des Achats Groupe sont localisés en France ou dans l'Union européenne, les fournisseurs de certaines filiales ou ceux impliqués dans les projets internationaux font l'objet d'une attention renforcée.

Dans le domaine de la santé et de la sécurité des personnes, et en raison de son activité à caractère industriel, l'analyse des risques porte à la fois sur la santé et la sécurité des personnels (salariés, prestataires.) et sur les potentiels impacts sur les riverains, les communautés locales ou les clients. Les questions de santé dans la chaîne d'approvisionnement font l'objet d'un examen attentif (ex : utilisation des produits chimiques.).

Les impacts environnementaux sont plus particulièrement liés à notre activité de construction et d'exploitation d'ouvrages de production d'électricité et sont appréhendés dans le cadre d'un système de *management*. Les performances environnementales des fournisseurs font l'objet de clauses contractuelles et sont régulièrement évaluées.

3.8.1.2 Gouvernance et périmètre

Périmètre du plan

Le périmètre du plan de vigilance couvre EDF ainsi que ses filiales contrôlées [(1)].

S'agissant des fournisseurs, le plan concerne 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 des fournisseurs de combustibles gérés par la Division Combustibles nucléaires ou EDF Trading Logistics pour le compte de la DOAAT).

La loi sur le Devoir de vigilance prévoit que les filiales françaises qui dépassent les seuils sont couvertes par le plan de vigilance de la maison-mère. Comme en 2017, la filiale Dalkia a été intégrée dans le plan ; à cela s'ajoute, pour la première année, Framatome qui a rejoint le Groupe en 2018. RTE et Enedis, gestionnaires des réseaux de transport et de distribution, filiales gérées en toute indépendance, réalisent et publient leur propre plan de vigilance.

Méthodologie d'élaboration

L'élaboration du plan associe l'ensemble des acteurs du groupe EDF.

Ont été impliqués dans la réalisation du plan :

- les directions Corporate : la Direction Développement Durable (pilotage), la Direction juridique, la Direction des risques groupe et la Direction des Achats Groupe ;
- les directions ou entités portant des projets à l'international : Direction Internationale, EDF Renouvelables, etc. ;
- les autres directions métiers et les sociétés du Groupe, y compris leurs filiales et leurs fournisseurs ;
- les organisations syndicales représentatives dans le cadre de l'accord mondial sur la responsabilité sociale du groupe EDF.

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, Ethique et conformité, développement durable, santé sécurité, achats. Ces politiques s'appliquent à toutes les sociétés contrôlées du groupe EDF ;
- engagements internes : code de conduite, charte éthique, charte développement durable fournisseurs ;
- engagements externes : Global Compact des Nations-Unies, principes directeurs de l'OCDE, accord mondial sur la RSE, label relations fournisseurs et achats responsables.

3.8.1.3 Association des parties prenantes

L'année 2018 a été marquée par la signature le 19 juin 2018 d'un nouvel accord mondial sur la responsabilité sociale avec les syndicats du Groupe et deux fédérations syndicales internationales (IndustriAll et ISP). Pour la première fois, un accord fait explicitement référence à la mise en œuvre de la loi sur le Devoir de vigilance dans l'ensemble du Groupe ; il y est indiqué que « le plan de vigilance sera élaboré et mis en place en association avec les parties prenantes de l'entreprise y compris les organisations représentatives des salariés ». Le bilan annuel du plan de vigilance sera présenté au prochain Comité de suivi de l'accord mondial.

Plusieurs réunions ont été tenues avec le Comité de suivi afin de partager la méthodologie et associer les représentants du personnel d'EDF et des filiales à la détection des risques dans leurs entités.

Par ailleurs, EDF a participé dans le cadre de l'association Entreprises pour les droits de l'homme (EDH [(2)]) à des échanges avec d'autres entreprises et avec des ONG en vue de comparer les pratiques des entreprises et d'améliorer les processus d'élaboration du plan de vigilance.

3.8.1.4 Contenu du plan de vigilance du groupe EDF

La cartographie des risques saillants

Les entités produisent annuellement une cartographie des risques sur la base d'une méthodologie commune à l'ensemble du Groupe basée sur la responsabilité du *management*, une identification des risques internes et externes aussi large que possible, une méthodologie commune d'évaluation de l'impact et de la maîtrise des risques, la description de plan d'actions de traitement des risques et une évaluation de leur efficacité. Les risques couverts par le devoir de vigilance, bien que tournés vers les risques que l'entreprise, ses filiales et ses fournisseurs peuvent faire courir à leurs parties prenantes, ont vocation à être appréhendés et suivis de manière similaire.

Les risques environnementaux sont clairement identifiés et intégrés dans le système de *management* de l'environnement du groupe (SME) et au dispositif de contrôle

(1) Filiales intégrées dans le périmètre de consolidation par intégration globale au sens de l'article L. 233-16 du Code de commerce (en France et à l'étranger)
(2) e-dh.org

interne. Ils sont plus spécialement liés à l'activité industrielle du Groupe et portent principalement sur les émissions de GES, les impacts sur l'eau, l'air, les sols, et la production de déchets conventionnels et radioactifs. Une attention particulière est portée sur la préservation de la biodiversité et des services rendus par les écosystèmes, ainsi que sur la gestion de la ressource en eau. A ce titre une étude a été finalisée en 2018 avec l'aide du WCMC (World conservation monitoring center) qui priorise les sites les plus sensibles à la biodiversité, chevauchant généralement une aire protégée de haut profil. L'actualisation 2018 de la cartographie des risques ne souligne pas de nouveaux risques environnementaux.

Les risques liés aux droits de l'homme et aux libertés fondamentales sont appréciés en fonction des pays où l'entreprise, ses filiales ou ses fournisseurs opèrent, avec une attention particulière sur les pays à risques [1]. Des risques ont par exemple été identifiés tels que risques de travail forcé liés aux conditions de transport de fioul ou risques de violation des droits des peuples autochtones dans le cadre de projets industriels en Amérique latine. La Direction Internationale a identifié en Birmanie, dans le cadre du projet Shweli3, un risque lié au conflit entre l'armée et les indépendantistes. Par ailleurs, EDF Energy a rendu compte des risques de travail forcé dans son « statement » exigé par le UK Modern slavery act 2015.

Les risques santé et sécurité des personnes concernent les risques touchant nos salariés, nos prestataires (accidents du travail, maladies professionnelles – amiante, rayonnements ionisants) et des salariés de nos fournisseurs, ainsi que les risques liés à nos installations industrielles pouvant affecter les riverains et les communautés locales (exemple de lâchés d'eau dans les barrages hydrauliques susceptibles d'impacter les promeneurs ; ces risques font l'objet de campagnes d'information et de balisage). EDF déploie également des dispositifs d'information sur les usages de l'électricité pour renforcer la santé et la sécurité des consommateurs.

Les actions de prévention et d'atténuation des risques

Les politiques Groupe ont été entièrement réécrites depuis 2015 et fixent les exigences à respecter par l'ensemble des entités.

Sur les domaines relevant du plan de vigilance (environnement, santé et sécurité des personnes et droits humains et libertés fondamentales) des objectifs clairs et s'imposant à tous ont été définis.

La politique Développement durable du groupe EDF (2018) déclare « ne tolérer aucune atteinte aux droits de l'homme dans toutes ses activités et chez ses fournisseurs » ; cette déclaration est reprise dans l'accord mondial RSE qui fait même des droits de l'homme « une condition préalable à toutes les activités » du groupe EDF. Pour ce qui est de l'environnement, le groupe EDF maintient sa certification ISO 14001 obtenue pour la première fois en 2002. Les processus mis en œuvre dans le cadre de cette certification contribuent à renforcer la maîtrise des risques environnementaux.

La politique Santé et sécurité du groupe EDF (2018) affirme que « la santé des salariés et des prestataires est le bien le plus précieux du groupe EDF », avec comme priorité absolue l'éradication des accidents mortels (voir section 3.2.2.1). Toutes les sociétés du Groupe s'autoévaluent selon 10 règles vitales et les exigences *BEST* ; elles mettent en place les plans d'amélioration visant ce niveau d'excellence. Dirigeants, *managers*, salariés et prestataires s'engagent dans cette démarche. Par ailleurs, le groupe EDF promeut le concept de santé globale qui inclut la maîtrise des risques et les actions de prévention, y compris en matière d'addictions, ainsi que l'amplification des campagnes de santé publique.

La politique Achats Groupe (2017) est prescriptive pour tous les achats réalisés au sein du Groupe. Elle indique que « le respect des engagements contractuels et de la politique Développement durable exigeante en matière de respect des personnes et de l'environnement constitue le socle de la relation avec les fournisseurs du Groupe ». Des écarts graves constatés chez nos fournisseurs peuvent remettre en cause la relation contractuelle, jusqu'à sa rupture.

Pour les nouveaux projets français et internationaux de plus de 50 millions d'euros, l'identification des risques est réalisée à l'aide d'une grille de criblage qui a été adaptée en 2018 pour intégrer l'ensemble des risques « devoir de vigilance », et discutée en CECEG (Comité des engagements du Comité exécutif groupe). Les projets 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 mécanisme d'alerte et de recueil d'alerte

En septembre 2018, le groupe EDF a mis en place un nouveau dispositif d'alerte qui donne la possibilité aux salariés du groupe EDF, aux collaborateurs extérieurs et aux tiers de faire des signalements concernant des atteintes graves envers les droits humains et les libertés fondamentales, la santé et sécurité des personnes et l'environnement. Ce dispositif est accessible en 6 langues et garantit une protection à son auteur. À fin 2018, aucune alerte « devoir de vigilance » n'a été enregistrée.

Le dispositif de suivi des mesures mises en œuvre et d'évaluation de leur efficacité

Pour l'année 2018, le dispositif de suivi a été renforcé en introduisant une fiche Plan de vigilance dans le guide de contrôle interne qui s'impose aux entités concernées. Cette fiche a pour but d'apprécier et de justifier la cotation des risques identifiés (analyse des résultats, faits, causes, conséquences), d'apprécier la maîtrise et la performance de l'entité et d'indiquer les objectifs de leur plan d'action pour 2019. Un focus particulier est demandé sur l'évaluation des fournisseurs (mise en œuvre du volet achats responsables de la politique achats Groupe, y compris pour les nouveaux fournisseurs).

Sans prétendre être exhaustif, on peut signaler les dispositions prises par les entités du Groupe parmi les plus concernées :

EDF

- Direction Internationale (DI) : en 2018, elle a institué un pôle Environnement et social en vue de mettre en place une démarche de vigilance dans l'ensemble des grands projets qu'elle conduit (notamment sur les risques droits humains). Une vigilance particulière sera demandée aux filiales contrôlées et une réflexion est en cours pour les filiales non contrôlées ;
- Direction des Achats Groupe (DAG) : sur la base d'une cartographie des risques DDRS (développement durable/responsabilité sociétale) la Direction des Achats Groupe met en œuvre des dispositifs de surveillance des fournisseurs de rang 1. Pour certains secteurs à risques (vêtements de travail, produits chimiques, etc.), des audits externes sont menés sur l'ensemble de la supply chain. En 2019, une révision des risques DDRS sera finalisée pour mieux intégrer les dispositions liées au devoir de vigilance. Le dispositif de contrôle par questionnaire sera revu pour améliorer la qualité des réponses. L'évaluation de risques DDRS à l'occasion de nouveaux appels d'offre sera progressivement mise en place en 2019 ;
- Division de la Production Nucléaire (DPN) : elle qualifie ses prestataires sur les champs sécurité et environnement. Des plans de prévention (décret de 1992) sont rédigés et mis en œuvre avec les entreprises prestataires afin de traiter les risques sécurité et radioprotection. Des contrôles sont effectués dans les usines de nos fournisseurs et des audits de qualification sont réalisés pour les nouveaux entrants. Des programmes de surveillance et des fiches d'évaluation in situ traitent des domaines sécurité et environnement. Un numéro vert [2] est mis à disposition pour dénoncer d'éventuelles pratiques déviantes ;
- Division Combustibles Nucléaires : depuis 2011, EDF réalise périodiquement des audits de mines (2 à 3 par an) sur la base d'une méthode élaborée avec World Nuclear Association (WNA), constituant un cadre standardisé et reconnu par tous les acteurs de la filière. Le dispositif prend en compte la problématique des droits humains et des libertés fondamentales : droits de l'homme, registre d'alerte, 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. Des recommandations peuvent être émises, ainsi qu'un plan d'amélioration si nécessaire. Ces principes définis par WNA déclinent ceux de l'International Council on Mining and Metals pour l'extraction et l'exploitation durable de l'uranium. 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 ;
- Direction Optimisation Amont Aval & Trading (DOAAT) : le contrat charbon a été amendé pour y inclure une clause « devoir de vigilance » à l'occasion du transfert de l'activité « trading charbon » d'EDF Trading à JERA (qui s'est par ailleurs engagé à continuer à s'appuyer sur des audits conduits par Bettercoal). Le

(1) Sur la base d'une analyse des risques pays.

(2) Il existe sur chaque site nucléaire EDF une instance de suivi que tous les ints prestataires peuvent contacteur des faits contrôlables relatifs à des difficultés en matière de prévention des risques, de dosimétrie, de formation, de conditions de travail et de conditions de séjour sur site. L'anonymat est garanti aux personnes qui le souhaitent. L'instance de suivi n'intervient pas dans le processus de négociation sociale au sein des entreprises prestataires. Elle a en revanche un rôle d'alerte et d'information à destination de la Direction d'EDF.

contrat fioul avec EDF Trading Logistics a été amendé avec les mêmes exigences. Une clause de même type sera progressivement incluse dans les achats hors combustibles.

Filiales France

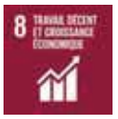
- Dalkia : les risques santé sécurité et environnement sont identifiés et font l'objet de plans spécifiques. Les risques « droits humains » font l'objet d'une nouvelle analyse spécifique qui se poursuivra en 2019 compte tenu du développement de Dalkia à l'international. Une action est prévue en 2019 sur le volet fournisseurs et sous-traitants, en cohérence avec la démarche conduite par la Direction des Achats Groupe ;
- Citelum : porteuse de projets à l'international, la filiale s'est engagée à définir en 2019 un plan d'actions sur les domaines droits humains, risques environnementaux et santé sécurité ;
- Framatome : Framatome a rejoint en 2018 le groupe EDF et a initié une démarche « devoir de vigilance ». La plupart des activités de Framatome s'exerce dans des pays de l'OCDE (France, Allemagne, Etats-Unis.) ; quelques fournisseurs à risques en matière de respect des droits humains ont été identifiés en Chine, en Russie et au Brésil. Une cartographie est en cours d'élaboration ; en regard de ses résultats, un plan d'action intégrant des indicateurs de suivi sera établi et mis en œuvre en 2019 ;
- EDF Renouvelables : en 2018, les cartographies des risques environnement et santé-sécurité ont été actualisées et des cartographies des risques droits de l'homme spécifiques à chaque grande zone géographique d'activité de la société ont été développées (Europe et Amérique du Nord, Asie, Afrique et Moyen-Orient, Amérique du Sud). Une revue des clauses contractuelles environnementales et sociales ainsi qu'une revue des process de maîtrise des risques environnementaux et sociaux ont été conduites, et une sensibilisation des équipes de la Direction des Achats Industriels sur les enjeux environnementaux, droits de l'homme, santé-sécurité des métiers du renouvelable a été organisée. Un plan de vigilance est en cours de formalisation.

Filiales étrangères

- EDF Energy : tout comme EDF Trading, cette filiale britannique est soumise au *UK Modern Slavery act* 2015 et a produit un « *statement* ». À cette occasion, la supply chain a été évaluée en fonction de l'ensemble des risques couverts par le devoir de vigilance et n'a pas fait apparaître de risques significatifs. Dans le cadre de son *BetterPlan*, EDF Energy s'est donné en 2019 l'objectif que ses 150 plus gros fournisseurs obtiennent l'accréditation « *CIPS Sustainability index* » ou équivalent. Tous les nouveaux fournisseurs entrent dans un processus de qualification ;
- EDF Luminus a un système de *management* santé sécurité (OHSAS 18001) qui couvre 80 % de l'ensemble des salariés. ECOVADIS a noté « *advanced* » la performance d'EDF Luminus sur les items « achats responsables » et « loyauté des pratiques » et « *outstanding* » pour « l'environnement » et « les conditions de travail ». Cette évaluation n'inclut pas les filiales. Tous les nouveaux fournisseurs font l'objet d'une analyse de risques. Aucun risque « droits de l'homme » et « environnement » n'a été identifié pour les fournisseurs de gaz ;
- EDF China : en 2018, les fournisseurs d'EDF China ont signé des contrats comportant des clauses relatives à la santé sécurité des travailleurs. Il sera demandé en 2019 aux fournisseurs de transmettre leurs certificats ISO 14001 ou OHSAS 18001. Pour les contrats de plus de 20 000 euros, les fournisseurs d'EDF China doivent signer une charte « développement durable ».

3.8.2 OBJECTIFS DÉVELOPPEMENT DURABLE DE L'ONU

		ORE	Ensemble
	Objectif 1 : Éradication de la pauvreté	3	§ 3.2.3
	Objectif 2 : Sécurité alimentaire et agriculture durable		
	Objectif 3 : Santé et bien-être	3, 6	§ 3.2.3 - § 3.3.2.3 - § 3.3.3.2 - § 3.6
	Objectif 4 : Éducation de qualité	5, 6	§ 3.1.1.3.5 / § 3.2.5 - § 3.6
	Objectif 5 : Égalité entre les femmes et les hommes	2	§ 3.2.2
	Objectif 6 : Gestion durable de l'eau pour tous		§ 3.3.2.2
	Objectif 7 : Énergies propres et d'un coût abordable	1	§ 3.2.1 - § 3.3.2.2 - § 3.3.2.5

		ORE	Ensemble
	Objectif 8 : Travail décent et croissance durable	4,5	§ 3.2.4 - § 3.2.5 - § 3.3.1 - § 3.5.2.1 - § 3.3.2.2 - § 3.3.2.5
	Objectif 9 : Infrastructures résilientes et innovation	4, 5	§ 3.2.4, § 3.2.5
	Objectif 10 : Réduction des inégalités	3	§ 3.2.3 - §3.6
	Objectif 11 : Villes et communautés durables		§ 3.3.1
	Objectif 12 : Consommation et production responsables	3, 5	§ 3.1.3.3.5 - § 3.2.3 - § 3.2.5 - § 3.3.1 - § 3.3.2.1 - § 3.3.3.1 - § 3.3.3.2 - § 3.3.3.4 - § 3.5 - § 3.8.1
	Objectif 13 : Lutte contre les changements climatiques	1	§ 3.2.1 - § 3.3.2.2
	Objectif 14 : Vie aquatique marine	6	§ 3.2.6 - § 3.3.2.2
	Objectif 15 : Vie terrestre	6	§ 3.2.6 - § 3.3.2.3 - § 3.3.2.4
	Objectif 16 : Paix, justice et institutions efficaces	5	§ 3.2.5 - § 3.3.2.1 - § 3.3.2.5
	Objectif 17 : Partenariats pour la réalisation des objectifs		

3.8.3 RECOMMANDATIONS DE LA TCFD

En complément de la section 3.2.1 « S'engager en faveur du climat », cette section résume la gouvernance sur la question du changement climatique, et présente de manière synthétique le tableau de concordance du DDR avec les recommandations de la TCFD.

Identification et gestion des risques

Le processus d'identification et de priorisation des risques tant au niveau du Groupe EDF qu'au niveau des entités, prend en compte les risques liés aux changements climatiques, y compris les risques réglementaires existants et émergents. Ces risques identifiés sont intégrés aux procédures plus générales de maîtrise des risques existantes.

Définition de la stratégie

Les risques et opportunités liés au changement climatique identifiés ont un impact important sur la stratégie du Groupe EDF notamment relative au développement des produits et services des différentes filiales, la mise en place de mesures d'adaptation et d'atténuation, l'investissement en recherche et développement, et les opérations du Groupe.

Adoption d'objectifs

Dans le cadre de la stratégie définie par le Groupe, des objectifs sont fixés, avec un objectif de réduction des émissions directes à 30 Mt CO_2 d'ici 2030 et de neutralité carbone en 2050. Des indicateurs clés sont suivis afin d'évaluer la performance environnementale et climat du Groupe (émissions directes et indirectes, consommation d'eau…), de faire évoluer la stratégie en conséquence et d'identifier de potentiels risques émergents.

Gouvernance

Le Conseil d'Administration et ses différents comités examinent les risques (notamment la cartographie des risques Groupe) et opportunités liés au changement climatique ainsi que leur impact sur la stratégie du Groupe et ses activités.

La Direction Développement Durable est responsable des questions liées au changement climatique, incluant l'évaluation et la gestion des éléments liés au changement climatique, en relation avec les directions du Groupe concernées, notamment en SD Committee. Cette responsabilité s'inscrit dans le cadre du pilotage stratégique de l'ensemble des enjeux RSE, exercé par le Comité Stratégique Responsabilité Sociale, présidé par un membre du Comex.

Le Comité exécutif examine annuellement le bilan des émissions vis-à-vis de la trajectoire de décarbonation du Groupe.

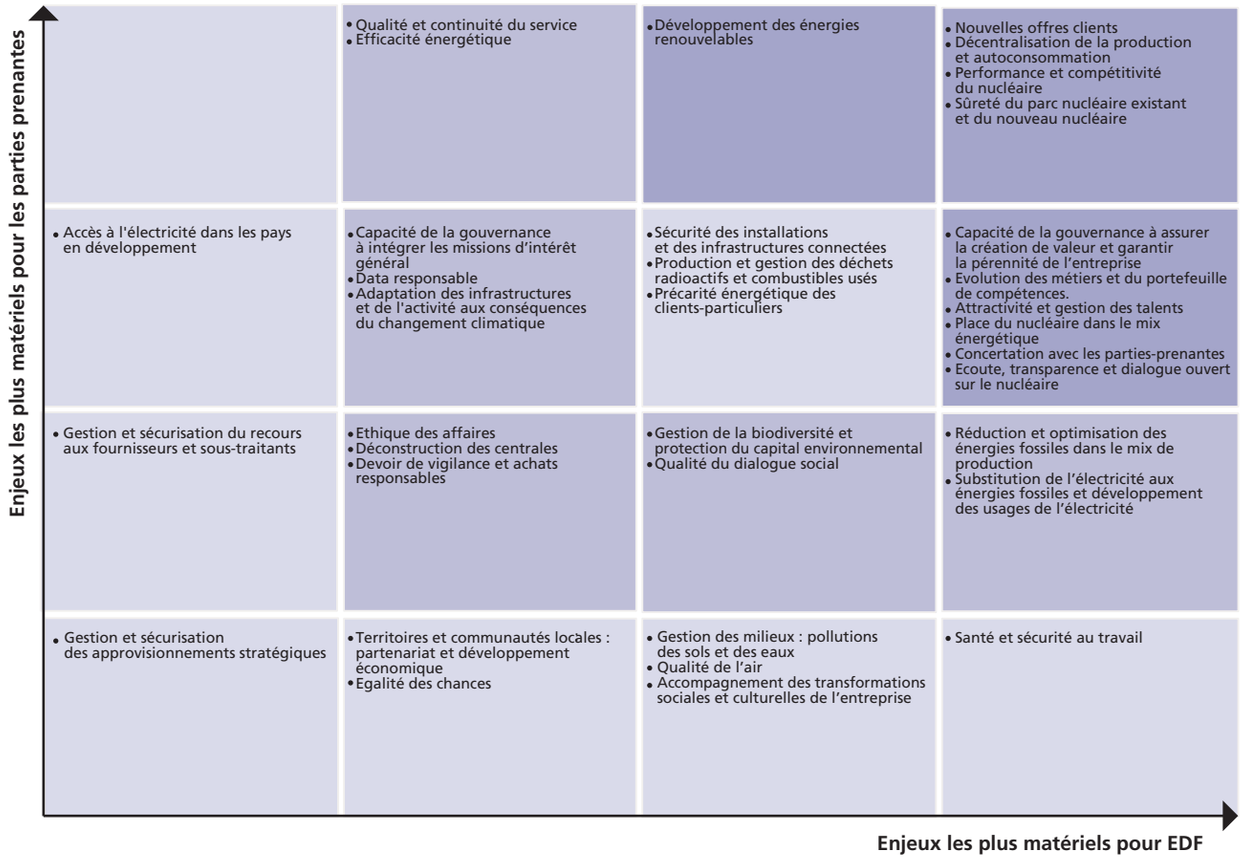
Table de concordance avec les recommandations de la TCFD	Sections correspondantes du Document de référence
1. Gouvernance	
1.1. Approche par le Conseil d'administration des risques et opportunités liés au climat	Section 3.1.3, section 3.2.1.2.3, section 4.2.2.3, section 4.2.2.8, section 4.2.3.1 et section 4.2.3.4
1.2. Description du rôle de la Direction dans l'appréhension et la gestion des risques et des opportunités liés au climat	Section 2.2.1.4.5, section 3.1.2.3, section 3.1.3 et section 3.2.1.2.3
2. Stratégie	
2.1. Description des risques et opportunités liés au climat à court, moyen et long terme	Section 2.1 et section 2.2.2.1.1
2.2. Description de l'impact potentiel des scénarios climatiques (de type 2 degrés) sur le modèle économique, la stratégie, y compris financière	Section 3.2.1.2.1 et section 3.2.1.2.2
2.3. Description de la résilience de la stratégie, prenant en compte les différents scenarii climatiques, y compris un scenario 2°C ou inférieur	Section 3.2.1.2.2
3. Gestion des risques	
3.1. Description du processus pour identifier, évaluer, et gérer les risques liés au changement climatique	Section 2.1 et section 2.2
3.2. Description des processus pour la gestion des risques liés au changement climatique	Section 2.2 et section 3.2.1.2.1
3.3. Description de l'intégration de ces processus à une stratégie plus globale de gestion des risques	Section 2.2
4. Indicateurs et objectifs	
4.1. Publication d'indicateurs pour évaluer les risques et opportunités liés au climat en ligne avec la stratégie et la gestion des risques de l'entreprise	Section 1.3.2.2, section 1.4.1.5.3, section 1.4.4.2.4, section 3.2.1.2.2, section 3.2.1.2.4, section 3.2.1.2.5, section 3.3.2.1.5, section 3.3.2.2.1, section 3.7 et section 6.8
4.2. Publication des scopes 1 et 2 et si approprié du scope 3 et des risques liés	Section 3.2.1.2.2 et section 3.2.1.2.4
4.3. Description des objectifs fixés par l'entreprise pour piloter les risques, les opportunités et la performance par rapport aux objectifs	Section 1.3.2, section 3.2.1.1, section 3.2.1.2.4 et section 3.2.1.2.5

3.8.4 MATRICE 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 identifie les enjeux importants et pertinents susceptibles d'avoir un impact sur la performance de l'entreprise, puis les hiérarchise 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 [1].

L'analyse de 2017, toujours utilisée en 2018, 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, ONGs, 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 Responsabilité d'Entreprise Stratégie.



(1) La norme Iso 26 000 et les travaux de l'International Integrated Reporting Council (IIRC) vont dans le même sens.

(2) Il s'agit du Panel de parties prenantes externes d'EDF, qui contribue à challenger les problématiques du Groupe qui lui sont soumises (cf. section 3.1.1.2.2 Les panels de parties prenantes).

#		Enjeux	Sections
1	Gouvernance	Capacité de la gouvernance à assurer la création de valeur et garantir la pérennité de l'entreprise à long terme	§1, §4, §3.1.3
2		Capacité de la gouvernance à intégrer les missions d'intérêt général	§1, §4, §3.1.3
3		Ethique des affaires	§3.5
4	*Business models*	Nouvelles offres clients	§3.2.4
5		Décentralisation de la production et autoconsommation	§3.2.4
6		Gestion et sécurisation des approvisionnements stratégiques	§2
7		Développement des énergies renouvelables	§1
8		Place du nucléaire dans le mix énergétique	§1
9	Décarbonation par la production et les usages	Réduction et optimisation des énergies fossiles dans le mix de production	§3.2.1.1
10		Efficacité énergétique	§3.2.4
11		Substitution de l'électricité aux énergies fossiles et développement des usages de l'électricité	§3.2.1, §3.2.4
12	Nucléaire	Sûreté du parc nucléaire existant et du Nouveau Nucléaire	§1
13		Performance et compétitivité du nucléaire	§1
14		Ecoute, transparence et dialogue ouvert sur le nucléaire	§1, §3.2.5
15		Gestion et sécurisation du recours aux fournisseurs et sous-traitants	§1, §3.3, §3.4
16		Production et gestion des déchets radioactifs et combustibles usés	§1.4.1.1.4
17		Déconstruction des centrales	§1.4.1.1.6
18	Infrastructures et continuité du service	Qualité et continuité du service	§3.2.1
19		Adaptation des infrastructures et de l'activité aux conséquences du CC	§3.3
20		Sécurité des installations et des infrastructures connectées	§3.2.2
21	Environnement	Gestion de la biodiversité et protection du capital environnemental	§3.2.6
22		Gestion des milieux : pollutions des sols et des eaux	§3.3
23		Qualité de l'air	§3.3
24	Employeur responsable	Evolution des métiers et du portefeuille de compétences	§3.2.2, §3.4
25		Accompagnement des transformations sociales et culturelles de l'entreprise	§1, §3.4
26		Santé et sécurité au travail	§3.2.2
27		Attractivité et gestion des talents	§3.4.1.4
28		Qualité du dialogue social	§3.4
29		Egalité des chances	§3.4
30	Partenaire responsable	Data responsable	§3.2.2, §3.2.4, §3.5
31		Accès à l'électricité dans les pays en développement	§3.3
32		Précarité énergétique des clients-particuliers	§3.2.3
33		Concertation avec les parties-prenantes	§3.2.5
34		Devoir de vigilance et achats responsables	§3.3.3.4, §3.8.1
35		Territoires et communautés locales : partenariat et développement économique	§3.2.4, §3.2.5, §3.3

3.9 DISPOSITIF DE *REPORTING* ET ÉLÉMENTS MÉTHODOLOGIQUES

3.9.1 DISPOSITIF DE *REPORTING*

Le *reporting* s'inscrit dans le cadre des obligations de la loi française, et notamment de l'ordonnance du 19 juillet 2017 relative à la publication d'informations non financières par certaines grandes entreprises et certains groupes d'entreprises et son décret d'application du 9 août 2017 ; de l'article 173 de la loi du 15 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte ; de la loi du 27 mars 2017 relative au devoir de vigilance des sociétés mères et des entreprises donneuses d'ordre.

Avant même l'obligation de vérification de ses comptes par un Organisme Tiers Indépendant issue de l'article L. 225-102-1 du Code de commerce en 2013, le Groupe s'y était engagé de manière volontaire dès 2007. 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 pour le compte d'investisseurs.

3.9.2 ÉLÉMENTS MÉTHODOLOGIQUES SUR LES DONNÉES ENVIRONNEMENTALES ET SOCIALES

3.9.2.1 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 2018, 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 : Citelum, G2S, CHAM, EDF Trading 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 d'indicateurs.

Liste des principales entités présentes dans le périmètre de consolidation des données sociales ou environnementales au 31/12/2018		Périmètre indicateurs environnementaux	Périmètre indicateurs sociaux
EDF Prod. & Commerce	Électricité de France (maison mère)	X	X
EDF Activités Régulées	Enedis (France)	X	X
	SEI (maison mère)	X	X
	EDF PEI (France)	X	X
	Électricité de Strasbourg (France)	X	X
EDF Renouvelables (France)		X	X
Dalkia (France)		X	X
Framatome (France)		X	X
Autres métiers	SOCODEI (France)	X	X
	EES (USA)	X	
	Citelum (France)		X
	G2S (France)		X
	CHAM (France)		X
	EDF Trading (Royaume-Uni)		X
Royaume-Uni	EDF Energy	X	X
Italie	Edison	X	X
Autre international	EDF Luminus (Belgique)	X	X
	EDF Belgium (Belgique)	X	
	EDF Norte Fluminense (Brésil)	X	X
	MECO (Vietnam)	X	X
	China Holding (Chine)		X

(1) Référentiel comptable du Groupe, voir chapitre 6.

Évolution des périmètres

Les sociétés polonaises ont été cédées le 13 novembre 2017. L'impact de cette cession sur les chiffres extra-financiers est alors complet sur 2018. Framatome rentre dans le périmètre au 1er janvier 2018.

3.9.2.2 Précisions sur les données environnementales

L'élaboration des données environnementales de ce document s'appuie sur des fiches méthodologiques. Il s'agit du référentiel de *reporting* du Groupe en vigueur en 2018. L'ensemble des indicateurs relatifs aux consommations et aux émissions sont liés au processus de production et commercialisation d'électricité et de chaleur et aux autres processus relatifs à ces activités.

Dans l'éventualité des données manquantes, notamment aux derniers jours de l'année, des estimations sont effectuées sur la base des meilleures informations disponibles à date.

Les indicateurs environnementaux de Dalkia liés à l'énergie sont consolidés sur une année glissante, du 1er décembre N-1 au 30 novembre N. Les autres indicateurs sont reportés sur l'année 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.

Pour la société MECO, le circuit de refroidissement de la CCGT est ouvert. La restitution d'eau est alors complète et aucune consommation significative n'est à reporter. Sur cette base aucune valeur n'est reportée par MECO à partir de 2018.

Ces indicateurs ne sont pas collectés par EDF RE, filiale d'EDF Renouvelables aux États-Unis, et certains sites d'Edison (uniquement les centres d'exploitation gérés par Fenice), leurs valeurs étant négligeables à l'échelle du Groupe.

Précisions sur les émissions dans l'air

Les émissions dans l'air 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.

Les émissions de SF_6 du Groupe sont calculées, en priorité, sur la base d'un bilan massique ou à défaut, dans une moindre mesure, à partir d'une méthode d'estimation validée par la Direction de l'entité concernée (par exemple, application d'un taux de fuite).

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 N_2O et SF_6, également sans impact significatif à l'échelle du Groupe. La centrale de Dalkia Barkantine au Royaume Uni est hors périmètre. En effet les émissions de cette centrale sont négligeables à l'échelle du Groupe.

Les coefficients de pouvoir de réchauffement global (PRG) ont été mis à jour pour 2018 selon les recommandations de l'ADEME et du GIEC (1). Ils sont de 30 pour le CH_4, 23 500 pour le SF_6 et 265 pour le N_2O.

Émissions directes du scope 1

Les émissions du scope 1 du groupe EDF sont composées des émissions directes (2) :

1. de CO_2, N_2O, CH_4 et SF_6 ;
2. de la flotte de véhicules ;
3. des bâtiments ;
4. des fuites des réfrigérants ;
5. des réservoirs de barrage hydroélectrique.

Les valeurs historiques reportées montrent une contribution des émissions des points 2, 3, 4 et 5 ci-dessus d'environ 1,04 % sur le total du scope 1. Compte tenu de l'absence de ces émissions à la date de *reporting*, leurs valeurs sont estimées sur la base de cette contribution historique.

Émissions indirectes du scope 3

EDF établit annuellement un Bilan GES au périmètre du Groupe. Le périmètre couvre l'ensemble des sociétés dans le périmètre du *reporting* extra-financier. Sur ce périmètre, les émissions directes et indirectes (scopes 1, 2 et 3) sont calculées suivant les principes du GHG Protocol Corporate Standard.

Le bilan GES 2017 nous a permis d'identifier les postes significatifs d'émission retenus pour l'exercice 2018. En effet, en 2017, les trois postes représentant les plus fortes contributions aux émissions de GES sont : les émissions directes de CO_2 avec 50,5 millions de tonnes (34 % des émissions totales), les émissions indirectes associées à la combustion du gaz vendu à nos clients finals (30 % des émissions totales) et les émissions indirectes associées à l'électricité achetée pour servir nos clients finals (10 % des émissions totales).

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 d'EDF Renouvelables et de certains sites opérationnels d'Edison (actifs Fenice), ces données ne pouvant être à ce stade reportées dans les délais de *reporting* du Groupe. Dalkia reporte sur les installations les plus significatives.

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. Concernant Enedis, le *reporting* des déchets est réalisé sur une année glissante, du 1er 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 supercompacté).

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

(1) Voir le rapport du GIEC (2013) : www.ecoinvent.org/database/

(2) Hors analyse du cycle de vie des moyens de production et des combustibles.

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 etc.) et pour lesquels une durée de vie moyenne de 10 ans est postulée : sur la base d'un retour d'expérience.

Concernant Framatome

Les données de déchets radioactifs de Framatome en France sont assimilables aux déchets de déconstruction d'EDF permettant ainsi leur consolidation. Au niveau international, les déchets classe A (USA et Belgique), ainsi que les déchets de production de chaleur négligeable (Allemagne), ne sont pas consolidés aux chiffres en France. En effet, les déchets radioactifs sont expédiées et colisées selon les réglementations nationales en vigueur dans chaque pays. Ainsi, le *reporting* de ces déchets reportés par pays est en cours d'intégration et seront communiqués à partir de 2019.

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 2018 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 est mesurée. La quantité de chaleur produite à partir d'énergies renouvelables est estimée par des rendements de référence en fonction de la consommation de combustibles renouvelables.

3.9.2.3 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 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

Les accidents routiers peuvent être pris en compte lorsque la législation locale les considère comme accidents de travail.

Les accidents mortels prestataires

Sont pris en compte les accidents mortels en service survenus à des prestataires dans le cadre de travaux réalisés pour le compte de l'entreprise quel que soit le niveau de sous-traitance. Les accidents de circulation en mission sont pris en compte mais pas ceux de trajet entre le domicile et le lieu de travail habituel.

Les accidents mortels salariés

Cet indicateur correspond au nombre d'accidents mortels des employés au travail et sur le trajet domicile habituel lieu de travail. Ne sont pris en compte que les salariés de l'entreprise, y compris les alternants et les apprentis.

Précision sur le taux de fréquence global

Le taux de fréquence global du Groupe représente le nombre d'accidents de travail en service (salariés et prestataires, quelque soit le niveau de sous-traitance y compris co-traitance et intérimaires) avec arrêt supérieur ou égal à un jour survenus au cours d'une période de 12 mois rapporté à un million d'heures travaillées. 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.

(1) *ukinventory.nda.gov.uk*

Nombre d'accident du travail en service

En ce qui concerne les intérimaires et les prestataires, les accidents sont déclarés par l'agence d'interim et par l'employeur du salarié prestataire selon la réglementation du travail en vigueur localement. Sont pris en compte les accidents intervenus dans le cadre de travaux réalisés pour le compte du groupe EDF et sur ses installations, équipements, sites, réseaux, etc. Les activités réalisées par les prestataires dans leurs propres sites, en dehors des installations du groupe EDF, ne sont pas prises en compte.

La sous-traitance consiste, pour une entreprise dite « donneur d'ordres », à confier la réalisation à une entreprise, dite « prestataire » une ou plusieurs opérations d'études, de conception, d'élaboration, de fabrication, de mise en œuvre ou de maintenance. Sont prises en compte toutes les situations d'intervention de prestataires dans le cadre d'un contrat, sur les installations, équipements (sites, réseaux, etc.) du groupe EDF dans les domaines de sous-traitance présentés au paragraphe 3.4.4.

En ce qui concerne les salariés, il s'agit du nombre d'accidents du travail en service déclarés selon la réglementation du travail en vigueur localement. Le taux de fréquence des salariés n'intègre pas les accidents de trajet entre le domicile et le lieu de travail habituel de la victime. Tous les évènements déclarés sont pris en compte même si l'entreprise est en attente d'une validation par un organisme officiel suite à d'éventuelles réserves.

Nombre d'heures travaillées

Le nombre d'heures travaillées salariés

La valeur à retenir pour le nombre d'heures travaillées est le « temps d'exposition du salarié à un risque sous la subordination de l'employeur ».

Une heure supplémentaire compte pour une heure travaillée quel qu'en soit le mode ou le niveau de rémunération.

Le nombre d'heures travaillées prestataires

Le nombre d'heures travaillées de prestataires peut être calculé de différentes façons selon le type de contrat ou la nature de la prestation réalisée.

Lorsqu'il n'est pas possible d'identifier formellement le nombre d'heures réalisées, la comptabilisation peut être réalisée à partir des relevés d'heures des employeurs des prestataires, au travers des outils de pointage, ou estimées sur la base d'un taux horaire forfaitaire retenu.

Les activités réalisées par les prestataires dans leurs propres sites, en dehors des installations du groupe EDF ne sont pas prises en compte.

Les heures travaillées durant les prestations de transport de matériel ou de marchandises ne sont pas prises en compte.

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 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 a mis en place une gestion centralisée des déclarations

Le chiffre de 19 publié pour 2018 correspond aux maladies professionnelles déclarées et non rejetées par la CPAM au 31 décembre de l'année 2018 et ne sera consolidé que dans le bilan 2019.

Cette situation est due au fait que des certificats médicaux initiaux datés de 2018 parviendront 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.

Pour 2017 le chiffre consolidé s'élève à 16. L'écart constaté de 11 correspond aux dossiers rejetés par la CPAM en 2018. Ce chiffre est lui définitivement consolidé.

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.

Précision sur l'indicateur : % de féminisation des Comités de direction

Le CODIR est une instance de décision qui remplit l'un des critères suivant :

- l'ensemble des membres correspond à 1,5 à 2 % des effectifs totaux de l'entité ;
- la présidence est assurée par un (e) cadre dirigeant ou cadre supérieur ;
- le (la) Président(e) du Comité possède une délégation de pouvoir sur les dépenses d'investissement liées à l'objet social de l'entreprise ;
- le (la) Président(e) du Comité dispose du pouvoir disciplinaire pour toute ou partie des salariés de l'entité ;
- les Comités se réunissent au moins une fois par mois.

Les personnes membres de plusieurs Comités de direction au sein d'une même filiale, ou membre à la fois d'un Comité de direction filiale et d'un Comité de direction EDF Groupe sont comptabilisées une seule fois.

3.9.3 INDICATEURS

3.9.3.1 Indicateurs Groupe de la politique Développement Durable et ORE (1)

	Unité	Résultat 2018	Résultat 2017	Résultat 2016	Section du document de référence
S'engager en faveur du climat (1)					
Emissions directes de CO_2 du scope 1 (2) √	Mt	35,5	51,3	48,5	§3.2.1.1
S'engager en faveur du développement humain (3)					
Taux de fréquence global du Groupe (EDF + prestataires) (4)	-	3,5	-	-	§3.2.2.1
Taux de femmes dans les Comités de direction (5)	%	26,3	-	-	§3.2.2.2
% de salariés ayant bénéficié d'une formation (6)	%	83	83,7	85,9	§3.4.1.3
S'engager en faveur des populations fragiles (7)					
Nombre « d'accompagnements énergie » (8)	Nombre	1 302 590	1 175 426	-	§3.2.3.1
S'engager pour que chaque client consomme mieux (9)					
Consultations des clients sur les plateformes digitales de suivi de consommation (10)	*En millions* (10)	27,7	-	-	§3.2.4.1
S'engager pour la concertation (12)					
Taux de projets faisant l'objet d'une concertation	%	82	-	-	§3.2.5.1
S'engager en faveur de la biodiversité (13)					
Taux de connaissance de la qualité écologique du foncier (14)	%	69	68	-	§3.2.6.1
Air (15)					
Emissions de SO_2	kt	21	31	37	§3.3.2.2.3.1
Emissions de NOx	kt	45	63	60	§3.3.2.2.3.1
Poussières	kt	3	4	3	§3.3.2.2.3.1
Déchets conventionnels (16)					
Taux de recyclage des déchets conventionnels	%	87,1	85,0	89,9	§3.3.2.1

(1) ORE n° 1.
(2) Objectif de 30 Mt à horizon 2030, émissions directes du scope 1 hors analyse du cycle de vie (ACV) des moyens de production et des des combustibles.
(3) ORE n° 2.
(4) Cf. section 3.9.2.3 « Précisions sur les données sociales ».
(5) Nombre de femmes dans les Comités de direction / nombre de personnes dans les Comités de direction.
(6) Le % de salariés ayant bénéficié d'une formation correspond au nombre de salariés ayant bénéficié d'une formation / Effectif physique fin de période.
(7) ORE n° 3.
(8) Dispositif déployé par téléphone par les 5 000 conseillers clientèle et près de 300 conseillers solidarité, s'adressant à tout client connaissant une difficulté et destiné à analyser la situation et proposer les solutions les plus adéquates (France métropolitaine).
(9) ORE n° 4.
(10) Périmètre EDF. Au sein du Groupe, des outils digitaux de consultation sont également mis à disposition des clients. L'intégration en un seul et même indicateur du nombre de consultations au niveau Groupe est en cours d'analyse.
(11) Nombre annuel de pages consultées sur les plateformes e.quilibre et EDF & MOI.
(12) ORE n° 5.
(13) ORE n° 6.
(14) Il s'agit d'inventaires de terrain ; en 2018, le périmètre de cet indicateur s'étend à EDF (métropole) et EDF Energy ; il sera étendu progressivement à l'ensemble des entités du Groupe.
(15) Politique DD EDF Groupe § 2.3 : « Réduire de 50 %, entre 2005 et 2020, les émissions dans l'air de SOx, NOx et poussières du parc thermique à flamme du Groupe. ». En 2005, les émissions étaient respectivement de 236, 209 et 14 kt.
(16) Politique DD EDF Groupe § 2.5 : « Atteindre un taux de valorisation global des déchets conventionnels produits > 90 % d'ici 2021. »

√ : indicateur 2018 ayant fait l'objet d'une vérification en assurance raisonnable par KPMG S.A.

(1) Pour le détail des modes de comptage de ces indicateurs, voir section 3.9.2 « Eléments méthodologiques sur les données environnementales et sociales ».

3.9.3.2 Autres indicateurs

3.9.3.2.1 Indicateurs environnementaux

	Unité	2018	2017	2016	Réf. GRI [1]
Combustibles & matières premières – consommation de combustibles					
Combustible nucléaire chargé en réacteur – EDF	t	1 095	1 104	1 042	301-1
Charbon	kt	3 818	9 902	9 306	301-1
Fioul lourd	kt	753	931	885	301-1
Fioul domestique	kt	324	375	371	301-1
Gaz naturel	GWh PCI	103 390	106 125	110 720	301-1
Gaz industriel	GWh PCI	298	371	335	301-1
Biomasse	kt	2 233	2 254	2 676	301-1
Eau – matières premières consommées provenant de sources externes à l'entreprise					
Eau de refroidissement prélevée	10^9 m^3	47,2	47,6	47,3	303-3
dont la part eau douce	*10^9 m^3*	*15,4*	*16,0*	*16,2*	*303-3*
dont la part eau saumâtre (ou d'estuaire)	*10^9 m^3*	*6,2*	*6,4*	6,1	*303-3*
Eau de refroidissement restituée	10^9 m^3	46,7	47,0	46,8	303-4
dont la part eau douce	*10^9 m^3*	*14,9*	*15,5*	*15,7*	*303-4*
dont la part eau saumâtre (ou d'estuaire)	*10^9 m^3*	*6,2*	*6,4*	*6,1*	*303-4*
Air – émissions de gaz					
Émissions indirectes de CO_2 (combustion du gaz vendu aux clients finals) [1] – scope 3	Mt éq. CO_2	54,0	48,8	47,5	305-3
Émissions indirectes de CO_2 (électricité achetée pour servir nos clients finals) – scope 3	Mt éq. CO_2	18,9	15,4	14,0	305-3
Émissions de CH_4	kt éq. CO_2	37,0	45,8	44,4	
Émissions de N_2O	kt éq. CO_2	172,0	186,9	267,1	
Émissions de SF_6 – EDF	kt éq. CO_2	48,8	38,5	52,1	
Émissions de SF_6	kt éq. CO_2	65,1	53,0	67,5	
Émissions de SO_2	kt	20,7	31,2	37,3	305-7
Émissions de NO_x	kt	45,1	63,0	59,5	305-7
Poussières	t	3 291	4 170	2 783	305-7
Particules PM10 - EDF, EDF Energy, PEI et les sociétés polonaises (jusqu'au 13/11/2017)	t	456	928	1 449	305-7
Particules PM2.5 - EDF, EDF Energy, PEI et les sociétés polonaises (jusqu'au 13/11/2017)	t	226	267	217	305-7
Mercure - EDF	t	0,015	0,023	0,02	
Mercure [2]	t	0,43	0,10	0,21	305-7
Déchets conventionnels					
Déchets dangereux	t	58 833	52 659	51 643	306-2
Déchets non dangereux	t	417 151	557 454	623 957	306-2
Déchets industriels conventionnels valorisés ou évacués en vue de valorisation	t	414 627	518 591	607 171	306-2
Cendres produites	t	487 443	1 105	1 205	306-2
Consommation directe d'énergie, répartie par source primaire					
Consommations internes, électricité de pompage	TWh	7,3	7,1	7,0	302-1
Consommations internes, électricité & chaleur (hors pompage)	TWh	22,3	22,3	21,1	302-1

(1) Le facteur d'émission de la combustion du gaz a changé et passe de 0,205 kgCO_2/kWh PCI à de 0,187 kgCO_2/kWh. Ce nouveau facteur est appliqué à partir de 2018.

(2) Ces valeurs intègrent désormais les émissions du parc de Dalkia (0,36 tonnes en 2018). La valeur 2017 ne comprend pas certaines centrales de Polska (cession des sociétés polonaises au 13/11/17).

INDICATEURS NUCLÉAIRES – GROUPE EN FRANCE (1)

	Unité	2018	2017	2016	Réf. GRI
Rejets d'activité dans l'eau (2)					
Carbone 14	*GBq/un. opér.*	9,314	9,539	12,853 (11,712)*	306-1
Tritium	*TBq/un. opér.*	17,169	15,592	17,423 (17,105)*	306-1
Rejets d'activité dans l'air (2)					
Carbone 14	*TBq/un. opér.*	0,163	0,148	0,161 (0,156)*	305-7
Tritium	*TBq/un. opér.*	0,419	0,447	0,640 (0,455)*	305-7
Combustible					
Combustible nucléaire usé évacué	*t*	1 086	1 161	1 170	
Déchets nucléaires de déconstruction & industriels					
Déchets radioactifs de Très Faible Activité (TFA) (3)	*m³*	4 111	1 186	2 171	
Déchets radioactifs de Faible et Moyenne Activité (FMA) (3)	*m3*	321	410	443	
Déchets nucléaires d'activité					
Déchets radioactifs solides de Très Faible Activité (3)	*m³*	3 289,3	3 535,9	3 472,1	
	m³/TWh		-	8,849	
Déchets radioactifs solides de Faible et Moyenne Activité à Vie courte (3)	*m³*	5 827,4	5 603,4	5 687,0	
	m³/TWh		-	14,764	
Déchets radioactifs solides de Haute et Moyenne Activité à Vie longue **[*]**	*m3*	315,4	300,2	299,7	
	m³/TWh		-	0,873	

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) Le périmètre du Groupe en France comprend EDF, Framatome et SOCODEI.

(2) La méthodologie concernant les rejets nucléaires a été mise à jour en 2017 (voir § 3.9.2.2 Eléments méthodologiques sur les données environnementales et sociales).

(3) La méthodologie concernant les déchets nucléaires issus de la déconstruction et d'activité a été mise à jour en 2016 (voir § 3.9.2.2 Eléments méthodologiques sur les données environnementales et sociales «). En 2018, la méthodologie concernant les déchets de déconstruction et industriels. a été mise à jour pour intégrer Framatome. L'impact de Framatome en 2018 concerne l'indicateur Déchets déconstruction et industriels TFA avec 1 383 m³.

* *Les valeurs déterminées selon les nouvelles méthodologies sont présentées entre parenthèses.*

INDICATEURS NUCLÉAIRES – GROUPE AU ROYAUME UNI

	Unité	2018	2017	2016	Réf. GRI
Rejets d'activité dans l'eau					
Tritium – réacteur AGR *(Advanced Gas-cooled Reactor)*	TBq/réact.	142,973	154,770	156,154	306-1
Tritium – réacteur PWR *(Pressurised Water Reactor)*	TBq/réact.	11,309	31,928	23,374	306-1
Rejets d'activité dans l'air					
Carbone 14 – réacteur AGR	TBq/réact.	0,764	0,889	0,762	305-7
Carbone 14 – réacteur PWR	TBq/réact.	0,206	0,221	0,231	305-7
Tritium – réacteur AGR	TBq/réact.	0,578	0,614	0,674	305-7
Tritium – réacteur PWR	TBq/réact.	0,341	0,697	0,557	305-7
Combustible					
Uranium évacué	t	194	197	180	
Déchets nucléaires					
Déchets radioactifs à Faible Activité évacués **[*]**	m³	474	453	774	
Déchets radioactifs à Moyenne Activité générés	m³	161	161	161	

[*] IND Indicateur clé de performance extra-financière (cf. table de concordance DPEF en section 8.5.4)

3.9.3.2.2 Indicateurs de sûreté nucléaire

NOMBRE D'ÉVÉNEMENTS DE NIVEAU 2 SUR L'ÉCHELLE INES [(1)]

	2018	2017	Section du document de référence
EDF	-	4	1.4.1.1.3
Framatome	-	-	1.4.1.3.4
EDF Energy	1	-	1.4.5.1.2.1
NOMBRE D'ÉVÉNEMENTS SIGNIFICATIFS DE NIVEAU 2 [*]	**1**	**4**	

(1) International Nuclear Event Scale.

3.9.3.2.3 Indicateurs économiques

	Unité	2018	2017	2016	Réf. GRI [(1)]
Indicateur économique - EDF					
Montant des indemnités versées ou à verser suite à une décision judiciaire en matière d'environnement [(2)]	k€	1 941	0	21	307 - 1
Management de l'environnement - Groupe					
% du chiffre d'affaires consolidé Groupe couvert par une certification ISO 14001 [(3)]	%	95,6	98,4	98,0	

(1) GRI - Global Reporting Initiative, version G4.
(2) Hors frais de justice et pour les décisions judiciaires définitives.
(3) Comprenant les sociétés intégrées dans le certificat ISO 14001 Groupe et excluant les sociétés en indépendance de gestion.

[*] IND *Indicateur clé de performance extra-financière (cf. table de concordance DPEF en section 8.5.4)*

3.9.3.2.4 Indicateurs sociaux

GROUPE EDF	Unité	2018	2017	2016	Réf. GRI
Effectif au 31/12/2018 et répartition					
EDF	Nombre	65 368	66 789	68 464	102-8
Enedis		38 691	38 888	38 742	102-8
TOTAL groupe EDF √	Nombre	165 790	152 033	154 845	102-8
Effectif total groupe EDF (en équivalent temps plein – ETP)	Nombre	162 209	148 785	154 808	102-8
Répartition des salariés par âge					
Salariés de moins de 25 ans √	%	7 %	7 %	7 %	102-8
Salariés de 25 à 35 ans √	%	29 %	30 %	29 %	102-8
Salariés de 36 à 45 ans √	%	26 %	26 %	26 %	102-8
Salariés de 46 à 55 ans √	%	26 %	26 %	27 %	102-8
Salariés de 56 ans et plus √	%	12 %	11 %	11 %	102-8
Nombre de cadres	Nombre	52 366	45 517	45 474	102-8
Pourcentage de femmes dans le collège Cadres [1]	%	35 %	32,5 %	31,06 %	102-8
Nombre de non cadres	Nombre	113 424	106 515	109 372	102-8
Egalité professionnelle					
Effectif hommes √	Nombre	124 889	112 504	114 503	102-8
Effectif femmes √	Nombre	40 901	39 529	40 342	102-8
Hommes cadres	Nombre	37 888	32 654	32 941	102-8
Femmes cadres	Nombre	14 478	12 863	12 533	102-8
Taux de femmes dans les Comités de direction [2]	%	26,3	-	-	405-1
Embauches/Départs					
Embauches	Nombre	9 809	9 398	7 724	401-1
Départs retraite/inactivité	Nombre	3 775	5 031	6 591	401-1
Démissions [3]	Nombre	3 141	2 397	2 062	401-1
Licenciements - révocations - mises en inactivité d'office	Nombre	1 114	2 140	1 882	401-1
Turn over [4]	%	5,4	6,13	5,89	401-1
Autres arrivées [5]	Nombre	6 739	9 999	8 270	401-1
Autres départs [5]	Nombre	8 562	7 825	8 152	401-1
Rémunérations					
Rémunérations brutes totales	Millions d'euros	*Cf.* note 10.1 Charges de personnel	*Cf.* note 10.1 Charges de personnel	*Cf.* note 10.1 Charges de personnel	
Salariés à temps partiel	Nombre	10 406	9 264	10 061	102-8
Absentéisme					
Nombre de jours moyen d'absence (maladie + accident)	Nombre	9,12	9,19	9,55	403-2
Conditions d'hygiène et de sécurité					
Accidents mortels salariés	Nombre	6	6	1	403-2
Taux de fréquence salariés [6]		2,7	2,7	2,7	403-2
Taux de fréquence global du Groupe (EDF + prestataires)		3,5	-	-	403-2
Accidents du travail salariés (avec arrêt d'un jour ou plus)	Nombre	667	613	645	403-2
Taux de gravité [7]		0,13	0,15	0,16	403-2
Relations professionnelles					
Pourcentage d'employés couverts par des conventions collectives	%	88	89	91	102-41

GROUPE EDF	Unité	2018	2017	2016	Réf. GRI
Formation					
Nombre total d'heures de formation	Nombre	7 629 101	7 830 735	8 306 479	404-1
Nombre de salariés ayant bénéficié d'une formation	Nombre	138 131	129 479	133 130	404-1
% de salariés ayant bénéficié d'une formation [8]	%	83	83,7	85,9	404-1
Emploi et insertion des travailleurs en situation de handicap					
Nombre d'employés en situation de handicap [9]	Nombre	5 640	5 279	5 211	102-8

(1) Ce pourcentage représente le nombre de femmes cadres / le nombre de femmes salariées.
(2) Ce pourcentage collecté depuis 2018, représente le nombre de femmes dans les Comités de direction / nombre de personnes dans les Comités de direction.
(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, mise en inactivité d'office) divisé par deux rapporté à l'effectif physique fin de période multiplié par 100.
(5) Les entrées ou sorties de périmètre sont comptées respectivement en « Autres arrivées » et « Autres départs ». Les alternants sont comptabilisés dans « Autres entrées ».
(6) 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.
(7) Le taux de gravité représente le nombre de jours d'arrêt pour un millier d'heures travaillées.
(8) Le % de salariés ayant bénéficié d'une formation correspond au nombre de salarié ayant bénéficié d'une formation / Effectif physique fin de période.
(9) Dans certaines filiales cette donnée est déclarative.

√ : indicateur 2018 ayant fait l'objet d'une vérification en assurance raisonnable par KPMG S.A.

3.10 RAPPORT DE L'UN DES COMMISSAIRES AUX COMPTES, DÉSIGNÉ ORGANISME TIERS INDÉPENDANT

Rapport de l'un des commissaires aux comptes, désigné organisme tiers indépendant, sur la déclaration consolidée de performance extra-financière figurant dans le rapport de gestion

Exercice clos le 31 décembre 2018

A l'assemblée générale,

En notre qualité de commissaire aux comptes désigné organisme tiers indépendant de la société EDF S.A., accrédité par le COFRAC sous le numéro 3-1049 [1], nous vous présentons notre rapport sur la déclaration consolidée de performance extra-financière relative à l'exercice clos le 31 décembre 2018 (ci-après la « Déclaration »), présentée dans le rapport de gestion inclus au document de référence en application des dispositions légales et réglementaires des articles L. 225 102-1, R. 225-105 et R. 225-105-1 du code de commerce.

Responsabilité de la société

Il appartient au Conseil d'administration d'établir une Déclaration conforme aux dispositions légales et réglementaires, incluant une présentation du modèle d'affaires, une description des principaux risques extra-financiers, une présentation des politiques appliquées au regard de ces risques ainsi que les résultats de ces politiques, incluant des indicateurs clés de performance.

La Déclaration a été établie en appliquant les procédures de la société (ci-après les « Référentiels ») dont les éléments significatifs sont présentés dans la Déclaration et disponibles sur demande au siège de la société.

Indépendance et contrôle qualité

Notre indépendance est définie par les dispositions prévues à l'article L. 822-11-3 du code de commerce et le code de déontologie de la profession. 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, de la doctrine professionnelle et des textes légaux et réglementaires applicables.

Responsabilité du commissaire aux comptes

Il nous appartient, sur la base de nos travaux, de formuler un avis motivé exprimant une conclusion d'assurance modérée sur :

- la conformité de la Déclaration aux dispositions prévues à l'article R. 225-105 du code de commerce ;
- la sincérité des informations fournies en application du 3° du I et du II de l'article R. 225-105 du code de commerce, à savoir les résultats des politiques, incluant des indicateurs clés de performance, et les actions, relatifs aux principaux risques, ci-après les « Informations ».

Il nous appartient 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 [2] 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.

Il ne nous appartient pas en revanche de nous prononcer sur :

- le respect par la société des autres dispositions légales et réglementaires applicables le cas échéant, en matière notamment de plan de vigilance et de lutte contre la corruption et l'évasion fiscale ;
- la conformité des produits et services aux réglementations applicables.

Nature et étendue des travaux

Nos travaux décrits ci-après ont été effectués conformément aux dispositions des articles A. 225-1 et suivants du code de commerce déterminant les modalités selon lesquelles l'organisme tiers indépendant conduit sa mission et selon la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des commissaires aux comptes relative à cette intervention, ainsi qu'à la norme internationale ISAE 3000 (*Assurance engagements other than audits or reviews of historical financial information*).

Nous avons mené des travaux nous permettant d'apprécier la conformité de la Déclaration aux dispositions légales et réglementaires et la sincérité des Informations :

- Nous avons pris connaissance de l'activité de l'ensemble des sociétés incluses dans le périmètre de consolidation, de l'exposé des principaux risques sociaux et environnementaux liés à cette activité, et, le cas échéant, de ses effets quant au respect des droits de l'homme et à la lutte contre la corruption et l'évasion fiscale ainsi que des politiques qui en découlent et de leurs résultats ;
- Nous avons apprécié le caractère approprié des Référentiels au regard de leur pertinence, leur exhaustivité, leur fiabilité, leur neutralité et leur caractère compréhensible, en prenant en considération, le cas échéant, les bonnes pratiques du secteur ;
- Nous avons vérifié que la Déclaration couvre chaque catégorie d'information prévue au III de l'article L. 225-102-1 en matière sociale et environnementale ainsi que de respect des droits de l'homme et de lutte contre la corruption et l'évasion fiscale ;
- Nous avons vérifié que la Déclaration présente le modèle d'affaires et les principaux risques liés à l'activité de l'ensemble des sociétés incluses dans le périmètre de consolidation, y compris, lorsque cela s'avère pertinent et proportionné, les risques créés par ses relations d'affaires, ses produits ou ses services, au regard des informations prévues au I de l'article R. 225-105, ainsi que les politiques, les procédures de diligence raisonnable et les résultats, incluant les indicateurs clés de performance ;
- Nous avons vérifié, lorsqu'elles sont pertinentes au regard des principaux risques ou des politiques présentés, que la Déclaration présente les informations prévues au II de l'article R. 225-105 ;
- Nous avons apprécié le processus d'identification, de hiérarchisation et de validation des principaux risques ;
- Nous nous sommes enquis de l'existence de procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place par la société ;
- Nous avons vérifié que la Déclaration couvre le périmètre consolidé, à savoir l'ensemble des sociétés incluses dans le périmètre de consolidation conformément à l'article L. 233-16 avec les limites précisées dans la Déclaration ;
- Nous avons apprécié le processus de collecte mis en place par l'entité visant à l'exhaustivité et à la sincérité des résultats des politiques et des indicateurs clés de performance devant être mentionnés dans la Déclaration ;

(1) Dont la portée est disponible sur le site www.cofrac.fr.

(2) Effectif au 31.12, ventilé par âge et par sexe ; Émissions totales de CO_2 (scope 1), dues à la production d'électricité et de chaleur (incluant les installations non soumises aux quotas).

Rapport de l'un des Commissaires aux comptes, désigné organisme tiers indépendant

- Nous avons mis en œuvre sur les indicateurs clés de performance et les autres résultats quantitatifs que nous avons considérés les plus importants (listés dans le tableau des indicateurs ci-dessous) :
  - des procédures analytiques consistant à vérifier la correcte consolidation des données collectées ainsi que la cohérence de leurs évolutions ,
  - des tests de détail sur la base de sondages, consistant à vérifier la correcte application des définitions et procédures et à rapprocher les données des pièces justificatives. Ces travaux ont été menés auprès d'une sélection d'entités contributrices [(1)] et couvrent entre 25% et 100% des données consolidées des indicateurs clés de performance et résultats sélectionnés pour ces tests ;
- Nous avons consulté les sources documentaires et mené des entretiens pour corroborer les procédures de diligence raisonnable (organisation, politiques, actions, résultats qualitatifs) que nous avons considérées les plus importantes (listées dans le tableau des informations qualitatives ci-dessous) ;
- Nous avons apprécié la cohérence d'ensemble de la Déclaration par rapport à notre connaissance de la société.

Indicateurs 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 NOx	
Emissions de SF_6	
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 (TFA) de déconstruction et industriels (EDF et Framatome France)	
Déchets radioactifs de faible et moyenne activité (FMA) de déconstruction et industriels (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 moyenne activité générés (EDF Energy)	
Taux de véhicules électriques dans le parc de véhicules légers	
Indicateurs sociaux	**Niveau d'assurance**
Effectif au 31.12, ventilé par âge et par sexe	Raisonnable
Effectif cadre, ventilé par sexe	Modéré
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	
Taux de féminisation des CODIR	
Indicateurs sociétaux	**Niveau d'assurance**
Nombre de consultations des clients sur les plateformes digitales de suivi de consommation	Modéré
Nombre d'alertes enregistrées dans le dispositif d'alerte éthique et conformité Groupe (hors RTE et Enedis)	

(1) Voir la liste des entités sélectionnées en annexe de ce rapport.

Informations qualitatives	
Politiques sociales	■ Santé et sécurité au travail ■ Attractivité et gestion des talents ■ Qualité du dialogue social ■ Egalité des chances
Politiques environnementales	■ Développement des énergies renouvelables ■ Réduction et optimisation des énergies fossiles dans le mix de production ■ Efficacité énergétique ■ Production et gestion des déchets radioactifs et combustibles usés ■ Adaptation des infrastructures et de l'activité aux conséquences du Changement Climatique ■ Gestion de la biodiversité et protection du capital environnemental ■ Gestion des milieux : pollutions des sols et des eaux
Politiques sociétales	■ Territoires et communautés locales : partenariat et développement économique ■ Devoir de vigilance et achats responsables ■ Ethique des affaires ■ Gestion et sécurisation du recours aux fournisseurs et sous-traitants ■ Sûreté du parc nucléaire existant et du Nouveau Nucléaire

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 de sondages ainsi que des limites inhérentes au fonctionnement de tout système d'information et de contrôle interne, le risque de non-détection d'une anomalie significative dans la Déclaration ne peut être totalement éliminé.

Moyens et ressources

Nos travaux ont mobilisé les compétences de douze personnes. Nous avons fait appel, pour nous assister dans la réalisation de nos travaux, à nos spécialistes en matière de développement durable et de responsabilité sociétale. Nous avons mené une quarantaine entretiens avec les personnes responsables de la préparation de la Déclaration.

Conclusion

Sur la base de nos travaux, et compte tenu du périmètre de notre responsabilité, nous n'avons pas relevé d'anomalie significative de nature à remettre en cause le fait que la Déclaration est conforme aux dispositions réglementaires applicables et que les Informations, prises dans leur ensemble, sont présentées, de manière sincère, conformément aux Référentiels.

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 « Nature et étendue des travaux » ci-dessus pour les Informations mais de manière plus approfondie, en particulier en ce qui concerne le nombre de tests.

L'échantillon sélectionné représente ainsi 98% des effectifs et 65% des émissions totales de CO_2 (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

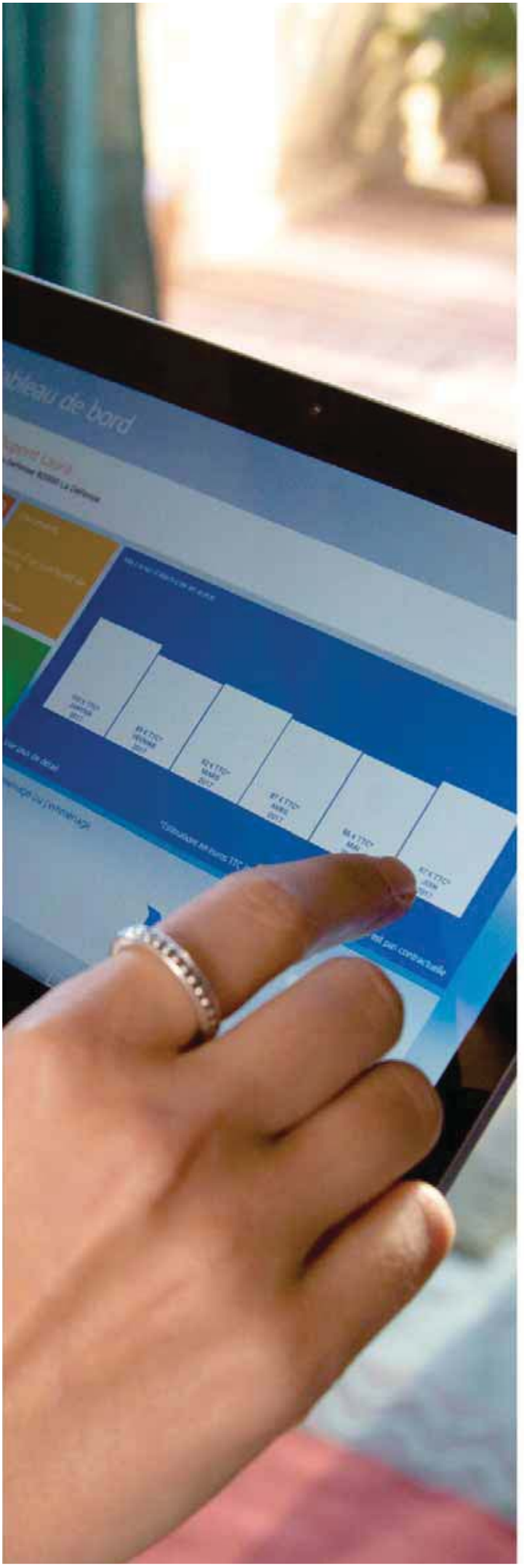
A notre avis, les informations sélectionnées par la société et identifiées par le signe √ ont été établies, dans tous leurs aspects significatifs, conformément aux Référentiels.

Paris-La Défense, le 14 février 2019
KPMG S.A.

Anne Garans	Fanny Houlliot	Michel Piette	Jean-Louis Caulier
Associée, Sustainability Services	*Associée, Sustainability Services*	*Associé*	*Associé*

Annexe : sélection d'entités contributrices

Echantillon d'entités sélectionnées	
Au sein d'EDF	Agence RH de Lille
	Agence RH de Rouen
	Agence Entités et Filières Centrales
	Pôle Compétences Santé au Travail de Mulhouse
	Centre Nucléaire de Production d'Electricité de Saint Laurent
	Centre Nucléaire de Production d'Electricité de Penly
	Centre Nucléaire de Production d'Electricité de Chinon
	Centrale de Production Thermique du Havre
	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 Alpes (RH)
Au sein de Framatome	Site de fabrication d'assemblage de combustible de Romans
	Site de fabrication d'assemblage de combustible de Lingen
Au sein de Système Energétique Insulaire	Centrale de Production Thermique du Vazzio
Au sein de Production Electrique Insulaire	Siège de PEI (Environnement)
Au sein d'EDF Energy	Nuclear power plant of Hunterston B
	Nuclear power plant of Torness
	Coal power plant of Cottam
	EDF Energy Crawley Headquarter (RH)
Au sein d'EDF Renouvelables	EDF EN Services, USA
	Siège EDF EN Corporate, Paris La Défense
Au sein d'Edison	Centrale di Simeri Crichi
	Centrale di Parma (Fenice)
	Fenice S.p.A Headquarter, Rivoli, Torino (RH)
	Edison Group Headquarter, Milan
Au sein de Dalkia	Direction Régionale Méditerranée
	Direction Régionale Ile de France
	CRAM
	Siège Dalkia, Lille (RH)
Au sein d'EDF Luminus	EDF Luminus
	Siège EDF Luminus SA, Bruxelles (RH)
Au sein de CITELUM	Siège de Citelum France (RH)
Au sein de MECO	Combined Cycle Gas Turbine power plant of MECO



4. GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE

4.1 CODE DE GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE 238

4.2 COMPOSITION ET FONCTIONNEMENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION 240

4.2.1 Composition du Conseil d'administration 240
4.2.2 Fonctionnement du Conseil d'administration 258
4.2.3 Les comités du Conseil d'administration 262

4.3 ORGANES CRÉÉS PAR LA DIRECTION GÉNÉRALE 269

4.3.1 Composition du Comité exécutif 269
4.3.2 Renseignements personnels relatifs aux membres du Comité exécutif 269

4.4 CONFLITS D'INTÉRÊTS, ABSENCE DE CONDAMNATION DES MEMBRES DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION GÉNÉRALE, CONTRATS DE SERVICE 271

4.4.1 Conflits d'intérêts 271
4.4.2 Absence de condamnation 271
4.4.3 Contrats de service 271

4.5 PARTICIPATION DES ADMINISTRATEURS DANS LE CAPITAL ET OPÉRATIONS RÉALISÉES SUR LES TITRES EDF PAR LES MANDATAIRES SOCIAUX ET LES DIRIGEANTS 272

4.5.1 Participation des administrateurs 272
4.5.2 Opérations réalisées sur les titres de la Société 272

4.6 RÉMUNÉRATION ET AVANTAGES 273

4.6.1 Rémunération des mandataires sociaux 273
4.6.2 Options de souscription ou d'achat d'actions – actions gratuites 276

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 276

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 : « *L'échelonnement des mandats est organisé de façon à éviter un renouvellement en bloc et à favoriser un renouvellement harmonieux des administrateurs.* »	L'Assemblée générale des actionnaires convoquée le 15 mai 2018 a modifié l'article 13 des statuts d'EDF afin de mettre en œuvre, à compter de l'Assemblée générale tenue en 2019, le renouvellement échelonné du Conseil par moitié tous les deux ans, hors administrateurs élus par les salariés et représentant de l'État nommé par décret.	Le renouvellement échelonné sera mis en œuvre lors de l'Assemblée générale des actionnaires convoquée le 16 mai 2019.	Voir la section 4.2.2.1 « Durée du mandat des administrateurs – Renouvellement échelonné du Conseil ».
Plan de succession des dirigeants mandataires sociaux Recommandation n° 16.2.2 : « *Le Comité des nominations (ou un Comité ad hoc) établit un plan de succession des dirigeants mandataires sociaux.* »	Le règlement intérieur du Conseil prévoit que le Comité des nominations et des rémunérations s'assure de l'existence de plans de succession, afin d'anticiper les successions, imprévues ou à leur terme, des dirigeants mandataires sociaux. Néanmoins, le Comité n'a pas examiné de plan de succession concernant le Président-Directeur Général dans le cadre de ses travaux.	En application des dispositions de l'article 13 de la Constitution, le Président-Directeur Général d'EDF est nommé par décret du Président de la République, sur proposition du Conseil d'administration, après avis des commissions permanentes de l'Assemblée nationale et du Sénat.	Voir la section 4.2.2.2 « Mode d'exercice de la Direction Générale – Nomination et attributions du Président-Directeur Général »
Détention par les administrateurs d'actions de la Société Recommandation n° 19 : «… *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.* »	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 administrateurs nommés sur proposition l'État ayant la qualité d'agent public sont versés au budget de l'État. S'agissant des administrateurs nommés sur proposition de l'État n'ayant pas la qualité d'agent public, ils ne perçoivent que 85 % des jetons de présence qui leur sont dus, le solde étant versé au budget de l'État. 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 4.6.1.3 (« 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 juin 2018.

(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
Obligation de détention d'actions des dirigeants mandataires sociaux Recommandation n° 22 : « *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. […]* *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.* »	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.	Le Président-Directeur Général ne perçoit pas de jetons de présence. Sa rémunération est plafonnée en application du décret n° 53-707 du 9 août 1953 modifié par le décret n° 2012-915 du 26 juillet 2012. 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.	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 »).
Règles de répartition des jetons de présence Recommandation n° 20.1 : 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* ».	Une part significative mais non « prépondérante » des jetons de présence est liée à la participation effective des administrateurs au Conseil et dans les comités.	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 qu'elle est, comme le recommande le code AFEP-MEDEF, adaptée au niveau des responsabilités encourues par les administrateurs et au temps qu'ils doivent consacrer à leurs fonctions.	Voir la section 4.6.1.3 « Rémunération globale des administrateurs ».

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)].

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 (voir section 1.5.2 « Service public en France »).

Depuis le 1er janvier 2018 et jusqu'à la date de dépôt du présent document de référence, aucune modification n'est intervenue dans la composition du Conseil d'administration.

Les mandats de neuf administrateurs arrivant à leur terme lors de l'Assemblée générale des actionnaires appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2018 (voir le tableau « Présentation synthétique du Conseil d'administration » ci-après), l'Assemblée générale qui sera convoquée le 16 mai 2019 aura à statuer sur la nomination et/ou le renouvellement des membres du Conseil d'administration.

Représentation équilibrée des femmes et des hommes - Politique de diversité

Féminisation du Conseil d'administration

En application de l'article L. 225-18-1 du Code de commerce et de l'ordonnance du 20 août 2014, EDF est soumis 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 %, hors administrateurs représentant les salariés. À la date de 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 (hors administrateurs représentant les salariés).

Autres critères de diversité

Conformément aux recommandations du code AFEP-MEDEF et à l'article L. 225-37-4 (6°) du Code de commerce, le Conseil d'administration s'interroge périodiquement sur l'équilibre souhaitable de sa composition et de celle des Comités qu'il constitue, notamment en termes de diversité, au regard de critères tels que l'âge, le sexe ou les qualifications et l'expérience professionnelles, et en termes de proportion d'administrateurs indépendants.

Après examen de la composition du Conseil au regard de ces critères et avis du Comité des nominations et des rémunérations, le Conseil d'administration réuni le 14 février 2019 a défini une politique de diversité applicable à ses membres et des objectifs tenant compte de la stratégie du Groupe, afin que la composition du Conseil soit de nature à en favoriser le déploiement, et prenant également en considération les attentes formulées par les administrateurs lors de l'évaluation 2018 du Conseil d'administration.

Pour atteindre un bon équilibre dans sa composition, en lien avec la stratégie du Groupe et les missions qui lui confiées, le Conseil considère que la priorité doit être donnée à la recherche de compétences et expériences adaptées à ses enjeux et à une complémentarité des profils.

Le tableau ci-dessous présente les critères examinés par le Conseil pour définir la politique de diversité appliquée à ses membres, qui sera mise en œuvre lors de l'examen des candidatures aux postes d'administrateurs qui seront soumises à l'Assemblée générale qui sera convoquée le 16 mai 2019 :

Critères	Situation de la Société	Objectifs / Mise en œuvre par le Conseil
Age des administrateurs	Les administrateurs nommés par l'Assemblée générale ont entre 53 et 73 ans, avec une moyenne de 63 ans.	Le Conseil a estimé que la moyenne d'âge actuelle était satisfaisante et décidé que l'âge des candidats ne serait pas un critère déterminant dans le choix des candidatures aux postes d'administrateurs dans le cadre du renouvellement du Conseil, tout en restant attentif à la limite du tiers des administrateurs dépassant l'âge de 70 ans[(4)].
Parité	Le Conseil comprend, à ce jour, un total de 7 femmes, dont 2 parmi les administrateurs élus par les salariés, soit une proportion de 41,7 % de femmes hors administrateurs salariés.	Le Conseil d'administration a considéré que le ratio actuel de 41,7 % de femmes était satisfaisant, sans exclure la possibilité de renforcer le nombre de femmes en cas d'évolutions ultérieures de la composition du Conseil.

(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 (chapitres II et III du titre II de la 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) L'article L.225-19 du Code de commerce prévoit qu'à défaut de disposition expresse dans les statuts concernant une limite d'âge applicable aux administrateurs, le nombre d'entre eux ayant dépassé l'âge de 70 ans ne peut être supérieur au tiers.

Critères	Situation de la Société	Objectifs / Mise en œuvre par le Conseil
Expériences professionnelles et complémentarité des profils	Le Conseil regroupe des profils et compétences variés.	Le Conseil a constaté que les administrateurs possèdent une forte expérience dans des domaines d'expertise en lien avec les activités d'EDF et sa stratégie (notamment dans les domaines de l'énergie, de l'industrie et à l'international), ainsi que dans le domaine financier et dans la direction générale de grandes entreprises, et que la plupart des administrateurs nommés par l'Assemblée générale ont occupé des fonctions d'administrateur dans d'autres sociétés, françaises ou étrangères. A l'issue de cet examen, le Conseil a considéré que la complémentarité actuelle des profils était de nature à favoriser le déploiement stratégie du Groupe.
Nationalité	Le Conseil d'administration ne comprend pas d'administrateur de nationalité étrangère.	Le Conseil a estimé que, nonobstant la forte implantation internationale du groupe EDF, le déploiement de la stratégie CAP 2030 ne rendait pas indispensable la nomination, à court terme, d'administrateurs de nationalité étrangère. Le Conseil est en revanche attentif à disposer d'une proportion suffisante de membres ayant une expérience internationale. Le Conseil réexaminera le cas échéant cet objectif en cas d'évolutions ultérieures de la composition du Conseil.
Indépendance	Le Conseil d'administration compte aujourd'hui 5 administrateurs indépendants, soit une proportion de 41,7 % d'administrateurs indépendants sur les 12 administrateurs pris en compte pour établir ce calcul (hors administrateurs représentant les salariés).	Le Conseil d'administration a jugé satisfaisante la proportion actuelle d'administrateurs indépendants, compte tenu de la présence au capital d'un actionnaire de contrôle. Il a donc souhaité maintenir cette proportion au sein du Conseil et s'est fixé comme objectif de respecter, *a minima*, la proportion du tiers d'administrateurs indépendants recommandée par le Code AFEP-MEDEF.

En ce qui concerne la représentation des femmes et des hommes au sein du Comité exécutif et les résultats en matière de mixité dans les 10 % de postes à plus forte responsabilité (article L. 225-37-4 (6°) du Code de commerce), voir les sections 4.3.1 « Composition du Comité exécutif » et 3.2.2.2 « Egalité entre femmes et hommes ».

Informations concernant les administrateurs

Le tableau ci-dessous présente de manière synthétique, à la date du 14 février 2019, les principales informations concernant les membres du Conseil d'administration.

Présentation synthétique du Conseil d'administration

	Informations personnelles				Expérience	Situation au sein du Conseil				Participation à des Comités
	Âge	Sexe	Nationalité	Nombre d'actions	Nombre de mandats dans des sociétés cotées (y/c EDF)	Indépendance	Date initiale de nomination	Echéance du mandat	Ancienneté au Conseil (année)	
Président-Directeur Général										
Jean-Bernard Lévy	63	M	Fr [1]	0	2	N	23/11/2014	AG 2019 [2]	4,25	Président du Comité de la stratégie
Administrateurs nommés par l'Assemblée générale										
Philippe Crouzet	62	M	Fr	294	2	O	23/11/2009	AG 2019	9,25	Président du Comité de suivi des engagements nucléaires/Membre du Comité d'audit
Bruno Lafont	62	M	Fr	245	2	O	20/05/2008	AG 2019	10,66	Président du Comité des nominations et des rémunérations
Colette Lewiner	73	F	Fr	1 932	5	O	11/04/2014	AG 2019	4,83	Présidente du Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise/Membre du Comité d'audit/Membre du Comité des nominations et des rémunérations
Laurence Parisot [3]	59	F	Fr	137	1	O	23/11/2014	AG 2019	4,25	Membre du Comité de la stratégie
Claire Pedini	53	F	Fr	0	1	O	12/05/2016	AG 2020 [4]	2,75	Membre du Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise
Administrateurs nommés par l'Assemblée générale sur proposition de l'État										
Olivier Appert	69	M	Fr	0	1	N	17/06/2013	AG 2019	5,66	Membre du Comité de suivi des engagements nucléaires/Membre du Comité de la stratégie
Maurice Gourdault-Montagne	65	M	Fr	0	1	N	20/09/2017	AG 2019	1,42	Membre du Comité de la stratégie
Bruno Léchevin	67	M	Fr	0	1	N	06/05/2013	AG 2019	5,75	Membre du Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise
Marie-Christine Lepetit	57	F	Fr	0	1	N	07/05/2012	AG 2019	6,75	Présidente du Comité d'audit/Membre du Comité de suivi des engagements nucléaires
Michèle Rousseau	61	F	Fr	0	1	N	30/09/2016	AG 2019	2,42	Membre du Comité de suivi des engagements nucléaires
Administrateur représentant de l'État										
Martin Vial	65	M	Fr	0	2	N	9/09/2015	20/11/2022	3,42	Membre du Comité des nominations et des rémunérations/Membre du Comité de la stratégie
Administrateurs élus par les salariés										
Christine Chabauty	47	F	Fr	0	1	N	23/11/2009	22/11/2019	9,25	Membre du Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise/Membre du Comité des nominations et des rémunérations

	Informations personnelles				Expérience	Situation au sein du Conseil				Participation à des Comités
	Âge	Sexe	Nationalité	Nombre d'actions	Nombre de mandats dans des sociétés cotées (y/c EDF)	Indépendance	Date initiale de nomination	Echéance du mandat	Ancienneté au Conseil (année)	
Jacky Chorin	59	M	Fr	307	1	N	23/11/2014	22/11/2019	4,25	Membre du Comité d'audit/Membre du Comité de la stratégie/Membre du Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise
Christophe Cuvilliez	55	M	Fr	24	1	N	07/11/2017	22/11/2019	1,25	Membre du Comité de suivi des engagements nucléaires
Marie-Hélène Meyling	58	F	Fr	28	1	N	01/09/2011	22/11/2019	7,42	Membre du Comité d'audit/Membre du Comité de suivi des engagements nucléaires/Membre du Comité de la stratégie/Membre du Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise
Jean-Paul Rignac	56	M	Fr	0	1	N	01/11/2007	22/11/2019	11,42	Membre du Comité de la stratégie/Membre du Comité d'audit
Christian Taxil	43	M	Fr	1 292	1	N	23/11/2014	22/11/2019	4,25	Membre du Comité d'audit/Membre du Comité de la stratégie

(1) Fr : nationalité française.
(2) AG 2019 : Assemblée générale des actionnaires appelée à statuer sur les comptes de l'exercice 2018.
(3) Mme Parisot était membre du Comité d'audit jusqu'au 6 novembre 2018.
(4) AG 2020 : Assemblée générale des actionnaires appelée à statuer sur les comptes de l'exercice 2019.

Les renseignements personnels concernant les administrateurs, ainsi que les informations concernant leurs mandats, figurent dans le tableau ci-dessous et sont fournis à la date du 15 janvier 2019, sauf indication contraire.

ADMINISTRATEURS NOMMÉS PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE DES ACTIONNAIRES :

JEAN-BERNARD LÉVY, 63 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 2018

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	G/C
Administrateur	EDF Energy Holdings	Royaume-Uni	G
Administrateur	EDF Renouvelables	France	G
Président du Conseil d'administration	Fondation EDF	France	G
Administrateur	Dalkia	France	G
Président du Conseil de surveillance	Framatome	France	G
Administrateur	Société Générale	France	C
Président et administrateur en tant que représentant d'Électricité de France	Conseil français de l'Énergie	France	
Administrateur	France Industrie	France	
Président	FIPA – Fondation Innovations pour les Apprentissages	France	
Administrateur	Global Sustainable Electricity Partnership	Canada	
Membre, Représentant Électricité de France	Haut Comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire	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-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, 69 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 et membre du Supervisory Board d'Ukrenergo depuis octobre 2018. Olivier Appert est administrateur d'EDF depuis juin 2013.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2018

Fonctions principales exercées en dehors de la Société

- Président de France Brevets

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Président du Conseil d'administration	France Brevets	France
Administrateur	Ukrenergo	Ukraine

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

En France

- Délégué général de l'Académie des Technologies
- Président du Conseil Français de l'Énergie
- Président-Directeur Général d'IFP Énergies Nouvelles
- Administrateur de CGG
- Administrateur de Technip

PHILIPPE CROUZET, 62 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

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 2018

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 Soluçoes 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 du Théâtre national de l'Opéra Comique

À l'étranger

- Administrateur Vallourec Tubos do Brasil

MAURICE GOURDAULT-MONTAGNE, 65 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

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 1er août 2017.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2018

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

BRUNO LAFONT, 62 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

245

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 et 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) de février 2014 à janvier 2018. Bruno Lafont est administrateur d'EDF depuis mai 2008.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2018

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, 67 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

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 aujourd'hui 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. Il est administrateur d'EDF depuis mai 2013.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2018

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Vice-président d'Électriciens sans frontières

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Vice-président	Électriciens sans frontières	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)
- Président de l'Observatoire national de la précarité énergétique
- Administrateur en tant que représentant de l'ADEME au Conseil français de l'énergie

MARIE-CHRISTINE LEPETIT, 57 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 pour la réforme des collectivités locales présidé par Édouard Balladur comme Directeur Associé et a été membre de la Commission de rénovation et 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 2018

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, 73 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

1 932 (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. Elle est administratrice du groupe Bouygues et des sociétés Getlink, Nexans et CGG. Colette Lewiner est administratrice d'EDF depuis avril 2014.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2018

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	CGG	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
- Administratrice d'Ingénico

À l'étranger

- Administratrice de Crompton Greaves (Inde)
- Administratrice TGS Nopec (Norvège)

(1) Actions détenues directement et par l'intermédiaire d'un FCPE.

LAURENCE PARISOT, 59 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 de la stratégie

Actions détenues

137

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 entre en 1985, en tant que chargée d'études à l'Institut de sondages Louis Harris. Elle devient Directrice Générale dès 1986. En 1990, elle est nommée Présidente-Directrice Générale de l'Ifop, dont elle acquiert progressivement la majorité du capital. Après avoir cédé l'Ifop, elle dirige pendant un temps le Cabinet Gradiva, puis est nommée en 2018 Chairwoman and Managing Director de Citi pour la France. Laurence Parisot a été Présidente du MEDEF (Mouvement des Entreprises de France) de 2005 à 2013. Elle est par ailleurs administratrice de Fives et FoxIntelligence et membre du Conseil d'administration de la Fondation Nationale des Sciences Politiques (FNSP). Laurence Parisot est administratrice d'EDF depuis novembre 2014.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2018

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- *Chairwoman et Managing Director de Citi France*

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Administratrice	Fives	France
Administratrice	FoxIntelligence	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 et Directrice Associée de Gradiva
- Vice-présidente du Directoire du groupe IFOP
- Présidente du Comité scientifique de la Fondapol
- Administratrice de la Coface
- Administratrice de BNP Paribas
- Membre du Conseil de surveillance de Fives
- Membre du Conseil de surveillance de Michelin

CLAIRE PEDINI, 53 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, Ressources humaines et transformation digitale du 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 2018

Fonction principale exercée en dehors de la Société

- Directrice Générale Adjointe, Ressources humaines et transformation digitale 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, 61 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, administratrice de l'Institut national de recherche en sciences et technologies pour l'environnement (IRSTEA) depuis août 2018, elle est administratrice d'EDF depuis septembre 2016.

Mandats et fonctions exercés au cours de l'année 2018

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
Administratrice	Institut national de recherche en sciences et technologies pour l'environnement (IRSTEA)	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

- 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, 65 ANS

Fonction exercée dans la Société

Administrateur – Représentant de l'État

Date de nomination au Conseil

9 septembre 2015

Dernier renouvellement

21 novembre 2018

Échéance du mandat en cours

20 novembre 2022

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 2018

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 CSA (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, 47 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 2018

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, 59 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
307 (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 2018

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, 55 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

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 2018

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, 58 ANS

Fonction exercée dans la Société

Administratrice élue par les salariés

Date de nomination au Conseil

1er 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

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 Responsabilité d'Entreprise, Stratégie 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 2018

Fonction principale exercée dans la Société

- Ingénieur Senior à la Direction Innovation Responsabilité d'Entreprise, Stratégie 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, 56 ANS

Fonction exercée dans la Société
Administrateur élu par les salariés
Date de nomination au Conseil
1er 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 2018

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, 43 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
1 292 (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 2018

Fonction principale exercée dans la Société

- Responsable Grands Comptes à la Direction Commerce & Marketing de Dalkia

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

(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 qu'il a constitués 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 »).

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 qui sera convoquée le 16 mai 2019 (voir 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration »).

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, soit pour un mandat de quatre ans. Le mandat de Martin Vial en qualité de représentant de l'État au sein du Conseil d'administration d'EDF, qui venait à échéance le 20 novembre 2018, a été renouvelé par arrêté du ministre de l'Économie et des Finances du 21 novembre 2018.

L'Assemblée générale des actionnaires convoquée le 15 mai 2018 a modifié 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 renouvelle 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. Le renouvellement échelonné sera mis en œuvre lors de l'Assemblée générale des actionnaires qui sera convoquée le 16 mai 2019.

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 exécutif 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.

Par un communiqué en date du 14 février 2019, le Président de la République a annoncé envisager de renouveler en qualité de Président-Directeur Général de la Société M. Jean-Bernard Lévy, dont le mandat prend fin à l'issue de l'Assemblée générale qui sera convoquée le 16 mai 2019, après avis des commissions compétentes de l'Assemblée nationale et du Sénat dans les conditions prévues par l'article 13 de la Constitution.

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 prévoit qu'il est organisé chaque année une réunion hors la présence du Président-Directeur Général (*executive session*), 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, en prenant en considération les enjeux sociaux et environnementaux de ses activités. 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.

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. Il examine régulièrement les risques de toutes natures, ainsi que les risques et opportunités liés au changement climatique et leur impact sur les activités du Groupe, et les mesures prises en conséquence.

Aux termes de son règlement intérieur, le Conseil d'administration est 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 ;

(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 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) ;
- 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 CO_2 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 CO_2 ;
- 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 est seul compétent pour autoriser ledit projet (voir la section 4.2.3.2 « Comité de suivi des engagements nucléaires »).

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 vérifie que la Société met en œuvre une politique de non-discrimination et de diversité, notamment en matière de représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein de ses instances dirigeantes. Enfin, 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.

Le tableau ci-après rappelle les critères d'indépendance prévus par le code AFEP-MEDEF :

Critères d'indépendance
Critère 1 : Salarié ou mandataire social au cours des cinq années précédentes
Ne pas être ou ne pas avoir été au cours des cinq années précédentes salarié ou dirigeant mandataire social exécutif de la Société, salarié, dirigeant mandataire social exécutif ou administrateur d'une société que la Société consolide, ou salarié, dirigeant mandataire social exécutif ou administrateur de la société mère de la Société ou d'une société consolidée par cette société mère.
Critère 2 : Mandats croisés
Ne pas être dirigeant mandataire social exécutif d'une société dans laquelle la Société détient directement ou indirectement un mandat d'administrateur ou dans laquelle un salarié désigné en tant que tel ou un dirigeant mandataire exécutif social de la Société (actuel ou l'ayant été depuis moins de 5 ans) détient un mandat d'administrateur.
Critère 3 : Relations d'affaires significatives
Ne pas être client, fournisseur, banquier d'affaires, banquier de financement, conseil significatif de la Société ou de son Groupe, ou pour lequel la Société ou son Groupe représente une part significative de l'activité. L'appréciation du caractère significatif ou non de la relation entretenue avec la Société ou son Groupe est débattue par le Conseil et les critères quantitatifs et qualitatifs ayant conduit à cette appréciation explicités dans le rapport annuel.
Critère 4 : Lien familial
Ne pas avoir de lien familial proche avec un mandataire social.
Critère 5 : Commissaire aux comptes
Ne pas avoir été commissaire aux comptes de la Société au cours des 5 années précédentes.
Critère 6 : Durée de mandat supérieure à 12 ans
Ne pas être administrateur de la Société depuis plus de 12 ans, la perte de la qualité d'administrateur indépendant intervient à la date des douze ans.
Critère 7 : Rémunération variable ou liée à la performance
Ne pas percevoir de rémunération variable en numéraire ou des titres ou toute rémunération liée à la performance de la Société ou du Groupe.
Critère 8 : Actionnaire important
Un administrateur représentant un actionnaire important de la Société ou sa société mère peut être considéré comme indépendant dès lors que cet actionnaire ne participe pas au contrôle de la Société. Toutefois, au-delà d'un seuil de 10 % en capital ou en droits de vote, le Conseil s'interroge systématiquement sur la qualification d'indépendant en tenant compte de la composition du capital de la Société et de l'existence d'un conflit d'intérêts potentiel.

Évaluation de l'indépendance des administrateurs

Le Conseil d'administration examine annuellement la situation individuelle des administrateurs au regard des critères d'indépendance prévus par le code AFEP-MEDEF. Il peut également être appelé à se prononcer en cours d'année, en cas d'évolution de la situation d'un administrateur justifiant un réexamen de son indépendance.

Au cours de l'exercice 2018, le Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise et le Comité des nominations et des rémunérations réunis conjointement le 29 novembre 2018 ont réexaminé la situation de Mme Laurence Parisot au regard des critères d'indépendance prévus par le code AFEP-MEDEF, en raison de ses nouvelles fonctions au sein de la banque Citi. Le Conseil d'administration réuni le 14 décembre 2018 a pris acte, après avis des Comités, de l'absence de changement dans la situation individuelle de Mme Parisot de nature à remettre en cause sa qualification d'administratrice indépendante. S'agissant en particulier des relations d'affaires entretenues entre la banque Citi, dont Mme Parisot est Chairwoman et Managing Director, et le groupe EDF, le Conseil d'administration a constaté que l'analyse croisée de la nature et du volume d'affaires entre le groupe EDF et le groupe Citi faisait apparaitre qu'il n'existe pas de relations d'affaires significatives entre EDF et Citi, ni de dépendance ou d'exclusivité dans les relations d'affaires entre les deux groupes. En outre, des dispositions ont été prises au sein de Citi afin que Mme Parisot ne participe à aucune réflexion, discussion ou travaux de toute nature ayant un lien avec EDF.

Lors de la réunion conjointe du 7 février 2019, le Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise et le Comité des nominations et des rémunérations ont procédé à l'examen annuel de la situation individuelle des administrateurs nommés par l'Assemblée générale, au regard des critères d'indépendance prévus par le code AFEP-MEDEF.

Les Comités ont constaté que Monsieur Jean-Bernard Levy, du fait de sa qualité de Président-Directeur Général, dirigeant mandataire social exécutif, ne peut être considéré comme administrateur indépendant (critère n° 1).

Les administrateurs nommés sur proposition de l'État en application de l'article 6 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 « *représentent* », en vertu de ce texte, « *les intérêts de l'État en sa qualité d'actionnaire* ». Au vu des critères fixés par le code AFEP-MEDEF, ces administrateurs ne peuvent être considérés comme indépendants (critère n° 8).

Il en est de même du Représentant de l'État nommé en application des dispositions de l'article 2 de l'ordonnance du 20 août 2014, en sa qualité de représentant de l'actionnaire majoritaire d'EDF (critère n° 8).

Enfin, les administrateurs représentant les salariés ne font pas l'objet d'une évaluation, conformément aux recommandations du code AFEP-MEDEF.

S'agissant plus particulièrement des relations d'affaires, le Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise et le Comité des nominations et des rémunérations ont examiné la situation de Mesdames Lewiner, Parisot et Pedini et de Messieurs Crouzet et Lafont au regard du critère n° 3 prévu par le code AFEP-MEDEF.

Après avis des Comités, le Conseil d'administration a procédé, lors de sa séance du 14 février 2019, à l'évaluation annuelle de l'indépendance des administrateurs et a confirmé la qualification d'administrateurs indépendants de Mesdames Lewiner, Parisot et Pedini et de Messieurs Crouzet et 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, les Comités ont examiné les liens d'affaires pouvant exister entre la Société et les sociétés dans lesquelles ces administrateurs exercent des mandats ou des fonctions dirigeantes, 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 2018), ainsi que sur un plan qualitatif (position de l'administrateur dans les sociétés concernées, nature des relations d'affaires, dépendance économique éventuelle, exclusivité, etc.). Il en ressort qu'aucune des sociétés dans lesquelles ces administrateurs exercent des mandats ou des fonctions dirigeantes, ainsi que les groupes auxquels ces sociétés appartiennent, ne peuvent être qualifiés de client, fournisseur, banquier d'affaires, banquier de financement ou conseil significatifs du groupe EDF 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 de 41,7 % d'administrateurs indépendants (hors administrateurs représentant les salariés), supérieure aux recommandations du Code (voir section 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration »).

Le tableau ci-après présente la situation des administrateurs qualifiés d'indépendants au regard des critères prévus par le Code de gouvernement d'entreprise AFEP-MEDEF :

	Critère n° 1	Critère n° 2	Critère n° 3	Critère n° 4	Critère n° 5	Critère n° 6	Critère n° 7	Critère n° 8	Qualification retenue
Philippe Crouzet	x	x	x	x	x	x	x	x	Indépendant
Bruno Lafont		x	x	x	x	x	x	x	Indépendant
Colette Lewiner	x	x	x	x	x	x	x	x	Indépendant
Laurence Parisot	x	x	x	x	x	x	x	x	Indépendant
Claire Pedini	x	x	x	x	x	x	x	x	Indépendant

x : Signifie que le critère est satisfait.

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 2016

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.

Dans ce cadre, une évaluation de la contribution individuelle de chaque administrateur aux travaux du Conseil a été réalisée. Elle a donné lieu à des restitutions individuelles et confidentielles réalisées par le Conseil indépendant auprès de chaque administrateur.

Les conclusions de l'évaluation ont été examinées lors d'une réunion du Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise et présentées au Conseil d'administration. À la suite de cet exercice, le Conseil 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 2018

L'évaluation annuelle 2018 a été réalisée en interne au moyen d'un questionnaire détaillé, mis à jour chaque année en tenant compte de l'actualité de la Société et du Conseil et des attentes exprimées par les administrateurs lors des évaluations précédentes. Ce questionnaire a été examiné par le Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise préalablement à son 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 et conduite des réunions ;
- appréciation des sujets traités et des informations communiquées ;
- méthodes de travail du Conseil et des Comités et articulation entre Conseil et Comités ;
- retour sur l'*executive session* et le séminaire stratégique du Conseil tenus en 2018 ;
- relations entre le Conseil et le Président et la Direction Générale et appréciation de la répartition des pouvoirs entre le Président et le Conseil ;
- appréciation personnelle de la gouvernance de la Société, attentes et suggestions, notamment dans la perspective du renouvellement du Conseil d'administration en 2019.

Il ressort des résultats de cette évaluation, examinés par le Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise le 29 novembre 2018 et présentés au Conseil le 14 février 2019, que les administrateurs sont, d'une manière générale, satisfaits du fonctionnement du Conseil et des Comités, les taux de satisfaction étant globalement en hausse sur la majorité des thèmes couverts par l'évaluation. 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. Les administrateurs ont apprécié le séminaire stratégique tenu en 2018. La répartition des pouvoirs entre le Conseil et le Président-Directeur Général est jugée équilibrée et le règlement intérieur du Conseil en adéquation avec ses besoins. De manière générale, les administrateurs estiment à une large majorité que le fonctionnement du Conseil est satisfaisant, au regard des bonnes pratiques de gouvernement d'entreprise, et qu'il est en outre en amélioration.

Parmi les pistes d'amélioration identifiées, les administrateurs suggèrent notamment de renforcer, en 2019, le suivi de la performance et de la création de valeur par la Société, de réduire les temps de présentation des dossiers en séance afin d'accorder davantage de temps aux débats et de pérenniser l'organisation d'une *executive session* annuelle.

4.2.2.6 Information et formation des administrateurs – Digitalisation

Le Président-Directeur Général veille à ce que les administrateurs disposent 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 auxquels la Société est confrontée, y compris dans le domaine de la responsabilité sociale, sociétale et environnementale.

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.

Chaque administrateur peut bénéficier d'une formation complémentaire sur les spécificités de la Société et du Groupe, leurs métiers et leur secteur d'activité. En outre, des réunions d'information sur des sujets complexes ou à fort enjeu sont organisées, de même que les formations dont les administrateurs souhaitent bénéficier. En 2018, une session spécifique d'information du Conseil d'administration a été consacrée au stockage de l'électricité, après le lancement du Plan Stockage d'EDF (voir section 3.2.4.6.1 « Le Plan Stockage d'EDF »), et les administrateurs ont visité un site de recherche et développement d'EDF, ainsi qu'une centrale au gaz d'Edison en Italie.

Depuis 2016, le Conseil d'administration s'est doté d'une plateforme digitale de gestion des Conseils, qui permet une mise à disposition fluide, rapide et sécurisée 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, chaque administrateur s'engage à vérifier que sa situation est conforme aux dispositions du Code de commerce en matière de cumul des mandats. 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 2018

	2017	2018
Nombre de réunions	11 (1)	9 (1)
Taux moyen de participation	90,9 %	92,0 %
Durée moyenne des séances	3 heures et 10 minutes	3 heures et 25 minutes

(1) S'ajoute à ce nombre de réunions la tenue d'un séminaire stratégique délocalisé d'une journée.

Le tableau ci-dessous présente le taux de présence individuel des administrateurs au cours de l'exercice 2018 :

Administrateurs dont les mandats sont en cours au 31 décembre 2018	Taux moyen de présence en 2018
Jean-Bernard Lévy	100 %
Olivier Appert	88,9 %
Christine Chabauty	88,9 %
Jacky Chorin	100,0 %
Philippe Crouzet	77,8 %
Christophe Cuvilliez	77,8 %
Maurice Gourdault-Montagne	66,7 %
Bruno Lafont	88,9 %
Bruno Léchevin	88,9 %
Marie-Christine Lepetit	100,0 %
Colette Lewiner	88,9 %
Marie-Hélène Meyling	100,0 %
Laurence Parisot	100,0 %
Claire Pedini	100,0 %
Jean-Paul Rignac	100,0 %
Michèle Rousseau	88,9 %
Christian Taxil	100,0 %
Martin Vial	100,0 %

En 2018, 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 le Plan Stockage, les enjeux industriels et sociaux du mix électrique à long terme, l'acquisition par EDF Renouvelables d'une société portant le projet de parc éolien en mer de Neart na Gaoithe en Ecosse (voir section 1.4.1.5.3 « EDF Renouvelables ») et sa participation à des enchères au Brésil pour des projets solaires et éoliens, plusieurs projets éoliens à terre et en mer aux Etats-Unis, la signature sous conditions suspensives des contrats de construction relatifs aux projets éoliens en mer français de Saint-Nazaire, Fécamp et Courseulles sur Mer, la cession de 49 % d'un portefeuille éolien au Royaume-Uni, de la participation du Groupe dans Dunkerque LNG et d'un portefeuille d'actifs immobiliers par Sofilo et EDF, la stratégie du cycle du combustible nucléaire et la reprise de la filière de recyclage de l'Uranium de retraitement (voir section 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »), la poursuite du déploiement du projet Linky mené par Enedis, l'avancement du programme du Grand Carénage et des projets Hinkley Point C et Jaitapur (voir sections 1.4.1.1.2 « Exploitation du parc nucléaire et performances techniques, 1.4.5.1 « Royaume-Uni » et 1.4.1.2.2 « Autres projets Nouveau Nucléaire »), l'extension à l'activité GNL du partenariat entre EDF Trading et JERA (voir section 1.4.6.2 « Activités gazières »), le rapport sur le contrôle interne inclus dans la lettre annuelle 2018 d'actualisation du rapport triennal sur la sécurisation du financement des charges nucléaires et la mise à jour de la note de référence sur la politique de constitution, de gestion et de maîtrise des risques financiers des actifs dédiés (voir section 4.2.3.2 « Comité de suivi des engagements nucléaires »), la politique en matière d'égalité professionnelle et salariale d'EDF et les résultats en matière de féminisation des instances dirigeantes du Groupe (voir section 3.2.2.2 « Egalité entre femmes et hommes »), la responsabilité d'entreprise et les risques et opportunités liés au changement climatique, le plan de vigilance d'EDF (voir section 3.8.1 « Plan de vigilance »), les orientations stratégiques de la Société en vue de la consultation du Comité central d'entreprise d'EDF, les résultats et perspectives d'Edison et de Framatome, et les rapports 2017 de l'Inspecteur général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection et de l'Inspecteur pour la sûreté hydraulique.

Dans le cadre du séminaire stratégique annuel, le Conseil a examiné et débattu des politiques énergie et climat en Europe, de la transformation numérique, des engagements du Groupe en matière de responsabilité d'entreprise et de développement durable et des attentes des parties prenantes, du bilan de la démarche « Parlons Énergies » et de l'avancement de CAP 2030 (voir sections 3.2.5.5 « Écouter les salariés et parler d'énergie » et 1.3.2.7 « Les conditions de succès de CAP 2030 »).

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 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 chaque Comité comprend 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.

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 oraux du Président du Comité, lors de la séance suivante du 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 2018, le taux moyen de participation global dans les Comités s'est élevé à 93,3 %. Les taux moyens de participation par Comité ainsi que les taux de présence individuels de leurs membres sont indiqués ci-après.

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 comprend deux tiers d'administrateurs indépendants et ne comprend aucun dirigeant mandataire social exécutif.

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
Jean-Paul Rignac	Membre	Administrateur élu par les salariés
Christian Taxil	Membre	Administrateur élu par les salariés

En 2018, Mme Parisot a souhaité se retirer du Comité d'audit en raison de la politique de conformité de la banque Citi, dont elle est devenue *Chairwoman* et *Managing Director* en octobre 2018.

Nombre de membres	7
Nombre d'administrateurs indépendants	2
Pourcentage d'administrateurs indépendants *	66,67 %

* *Hors administrateurs représentant les salariés.*

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 Mme Colette Lewiner 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 14 février 2019, le Conseil d'administration a par ailleurs confirmé la qualification d'administrateurs indépendants de Mme Colette Lewiner et de M. Philippe Crouzet. Il en ressort que ces 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 afférents ;
- 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 dans tous les domaines, y compris les risques sociaux, environnementaux et liés aux changement climatique, 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 2018

Le tableau ci-dessous présente des données statistiques relatives aux exercices 2017 et 2018 :

	2017	2018
Nombre de réunions	5	5
Taux moyen de participation	92,5 %	97,5 %
Durée moyenne des séances	3 heures et 7 minutes	3 heures et 3 minutes

Le tableau ci-dessous présente le taux de présence individuel au cours de l'exercice 2018 des membres du Comité d'audit dont les mandats sont en cours au 31 décembre 2018 :

Membres du Comité d'audit *	Taux moyen de présence en 2018
Marie-Christine Lepetit	100,0 %
Jacky Chorin	100,0 %
Philippe Crouzet	100,0 %
Colette Lewiner	100,0 %
Marie-Hélène Meyling	100,0 %
Jean-Paul Rignac	100,0 %
Christian Taxil	100,0 %

* *Mme Parisot a été membre du Comité d'audit jusqu'au 6 novembre 2018. Son taux de présence individuel en 2018 s'est élevé à 75 %.*

En 2018, le Comité d'audit a notamment examiné les états financiers semestriels et annuels et les rapports financiers afférents, la présentation par les Commissaires aux comptes de leur plan d'audit 2018 et des points essentiels des conclusions de leurs diligences, le budget 2019 et le PMT 2019-2022, la revue de la valeur des actifs dans la perspective de l'arrêté des comptes 2018, les engagements hors bilan, la mise à jour de la cartographie des risques, l'évolution des risques prioritaires, les méthodes de contrôle des risques et les actions de progrès identifiées, le bilan des auto-évaluations de contrôle interne 2017 et l'avancement des chantiers de transformation du contrôle interne, la synthèse des audits internes et le programme d'audit ainsi que la refonte du processus d'audit, les risques marchés énergies et de contrepartie, les risques fournisseurs, le mandat 2018-2019 de gestion financière et de maîtrise des risques financiers et la politique du Groupe en matière d'assurance et d'assurabilité des risques.

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 2018.

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.*

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, 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 2018

	2017	2018
Nombre de réunions	3	4
Taux moyen de participation	94,4 %	79,2 %
Durée moyenne des séances	2 heures et 11 minutes	1 heure et 52 minutes

Le tableau ci-dessous présente le taux de présence individuel au cours de l'exercice 2018 des membres du Comité de suivi des engagements nucléaires dont les mandats sont en cours au 31 décembre 2018 :

Membres du Comité de suivi des engagements nucléaires	Taux moyen de présence en 2018
Philippe Crouzet	100,0 %
Olivier Appert	75,0 %
Christophe Cuvilliez	50,0 %
Marie-Christine Lepetit	100,0 %
Marie-Hélène Meyling	100,0 %
Michèle Rousseau	50,0 %

En 2018, le Comité a examiné en particulier la situation de couverture et le taux d'actualisation des provisions nucléaires, la performance des portefeuilles d'actifs dédiés cotés et non cotés, les projets de procédure sur l'affectation d'actifs du groupe EDF dans les actifs non cotés des actifs dédiés et de mise à jour de la note de référence sur la politique de constitution, de gestion et de maîtrise des risques financiers des actifs dédiés avant son approbation par le Conseil d'administration, la lettre annuelle 2018 d'actualisation du rapport triennal sur la sécurisation du financement des charges nucléaires et le rapport sur le contrôle interne qui y est inclus, les principales conclusions du rapport de la Cour des comptes sur les actifs dédiés, 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) »), l'état d'avancement du programme de déconstruction des centrales nucléaires de première génération et du projet de centre industriel de stockage géologique (CIGEO) (voir section 1.4.1.1.4 « Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »), ainsi que le projet de transfert aux actifs dédiés de la participation minoritaire du Groupe dans le barrage de Nam Theun au Laos.

4.2.3.3 Comité de la stratégie

Composition

Le tableau ci-dessous présente la composition du Comité à la date de dépôt du présent document de référence. Les administrateurs qui ne sont pas membres du Comité de la stratégie peuvent participer à ses réunions.

Composition du Comité de la stratégie		
Jean-Bernard Lévy	Président	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.

(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.

Activité en 2018

	2017	2018
Nombre de réunions	3	3
Taux moyen de participation *	100 %	92,6 %
Durée moyenne des séances	3 heures et 10 minutes	2 heures et 45 minutes

* *Taux calculé sur la base des seuls membres du Comité (tous les membres du Conseil pouvant par ailleurs participer aux réunions).*

Le tableau ci-dessous présente le taux de présence individuel au cours de l'exercice 2018 des membres du Comité de la stratégie dont les mandats sont en cours au 31 décembre 2018 :

Membres du Comité de la stratégie	Taux moyen de présence en 2018
Jean-Bernard Lévy	100,0 %
Olivier Appert	100,0 %
Jacky Chorin	100,0 %
Maurice Gourdault-Montagne	100,0 %
Marie-Hélène Meyling	100,0 %
Laurence Parisot	66,7 %
Jean-Paul Rignac	100,0 %
Christian Taxil	66,7 %
Martin Vial	100,0 %

En 2018, le Comité a examiné en particulier l'avancement du projet Jaitapur, la politique du Groupe en matière de recherche et développement, l'accord de partenariat stratégique et industriel avec Orano dans le cadre de la refondation de la filière nucléaire française et l'accord concernant la collaboration avec Orano sur le démantèlement à l'international, la stratégie Commerce d'EDF, les enjeux managériaux et sociaux de la politique de ressources humaines du Groupe (voir sections 1.3.2 « Priorités de la stratégie CAP 2030 » et 3.4.1.3 « Le développement des compétences : préparer l'avenir »), les principales hypothèses du PMT 2019-2022, les propositions d'orientations stratégiques d'EDF en vue de la consultation du Comité central d'entreprise, ainsi qu'un point d'information sur les processus de contrôle des prestataires de la filière industrielle nucléaire.

4.2.3.4 Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise

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 examine les engagements et politiques du Groupe, ainsi que leur mise en œuvre, en matière d'éthique, de conformité, de responsabilité d'entreprise et de développement durable, en particulier la manière dont la Société prend en compte les questions liées au changement climatique, ainsi que les questions liées à l'égalité professionnelle et salariale et la manière dont la Société met en œuvre une politique de non-discrimination et de diversité, notamment en matière de représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein de ses instances dirigeantes.

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. 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 »).

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. En cas de nomination de nouveaux membres du Comité d'audit, il examine, conjointement avec le Comité des nominations et des rémunérations, la situation de ces membres en termes de compétences en matière financière, comptable ou de contrôle légal des comptes.

Activité en 2018

	2017	2018
Nombre de réunions	7*	7**
Taux moyen de participation	92,9 %	92,9 %
Durée moyenne des séances	1 heure et 35 minutes	1 heure et 32 minutes

* *Dont une réunion conjointe avec le Comité des nominations et des rémunérations.*
** *Dont deux réunions conjointes avec le Comité des nominations et des rémunérations.*

Le tableau ci-dessous présente le taux de présence individuel au cours de l'exercice 2018 des membres du Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise dont les mandats sont en cours au 31 décembre 2018 :

Membres du Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise	Taux moyen de présence en 2018
Colette Lewiner	100,0 %
Christine Chabauty	100,0 %
Jacky Chorin	100,0 %
Bruno Léchevin	57,1 %
Marie-Hélène Meyling	100,0 %
Claire Pedini	100,0 %

En 2018, le Comité a examiné en particulier la questions liées à la responsabilité d'entreprise et au changement climatique, le plan de vigilance d'EDF (voir section 3.8.1 « Plan de vigilance »), les éléments relatif au gouvernement d'entreprise inclus dans le rapport de gestion relatif à l'exercice 2017, la présentation des résultats de l'enquête interne 2017 « My EDF » (voir section 3.4.4.6 « Le regard des salariés : l'enquête d'engagement My EDF Group »), le bilan 2017 en matière d'éthique et de conformité et les priorités 2018 ainsi que le nouveau dispositif d'alerte du Groupe, le rapport 2017 du Médiateur d'EDF, la politique de mécénat du Groupe et la Fondation EDF, l'organisation du Groupe dans le cadre de la mise en œuvre du règlement européen n º 2016/679 relatif à la protection des données à caractère personnel (RGPD), le nouvel accord mondial de responsabilité sociale du groupe EDF (voir section 3.4.4.5 « Un dialogue social soutenu »), la politique en matière d'égalité professionnelle et salariale et les résultats en matière de féminisation des instances dirigeantes d'EDF, la politique et le bilan santé et sécurité du Groupe et le pilotage des ambitions carbone du Groupe (voir la section 3.2.1.1 « L'ambition du groupe EDF (ORE n° 1) »). Il a en outre examiné le questionnaire ayant servi de support à l'évaluation interne 2018 du fonctionnement du Conseil d'administration et des Comités et les résultats de cette évaluation avant leur présentation au Conseil.

Le Comité a également tenu deux réunions conjointes avec le Comité des nominations et des rémunérations consacrées à l'examen de la mise à jour du règlement intérieur du Conseil d'administration et de la politique de remboursement des frais des administrateurs avant leur adoption par le Conseil, à la revue annuelle de l'indépendance des administrateurs au regard des critères définis par le code AFEP-MEDEF et au réexamen de l'indépendance d'une administratrice en raison de ses nouvelles fonctions.

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 *	66,67 %

* *Hors administrateurs représentant les salariés.*

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 son avis au Conseil sur la politique de diversité applicable aux administrateurs et, le cas échéant, 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 aux travaux du Comité pour l'exécution de cette mission.

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. En cas de nomination de nouveaux membres du Comité d'audit, il examine en outre, conjointement avec le Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise, la situation de ces membres en termes de compétences en matière financière, comptable ou de contrôle légal des comptes.

Activité en 2018

	2017	2018
Nombre de réunions	4*	4**
Taux moyen de participation	100 %	100 %
Durée moyenne des séances	16 minutes	53 minutes

* *Dont une réunion conjointe avec le Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise.*
** *Dont deux réunions conjointes avec le Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise.*

Le tableau ci-dessous présente le taux de présence individuel au cours de l'exercice 2018 des membres du Comité des nominations et des rémunérations dont les mandats sont en cours au 31 décembre 2018 :

Membres du Comité des nominations et des rémunérations	Taux moyen de présence en 2018
Bruno Lafont	100,0 %
Christine Chabauty	100,0 %
Colette Lewiner	100,0 %
Martin Vial	100,0 %

En 2018, le Comité a notamment examiné la politique de rémunération, les dispositifs incitatifs de long terme (*Long Term Incentive Plan*) et le bilan des évolutions de rémunération 2017 des dirigeants du Groupe, le dispositif d'EDF en matière de gestion des talents (*talent management*) concernant les dirigeants. Le Comité a par ailleurs émis un avis destiné au Conseil concernant la politique de rémunération du Président-Directeur Général et sa rémunération au titre de l'exercice 2018.

Le Comité a également tenu deux réunions conjointes avec le Comité de gouvernance et de responsabilité d'entreprise consacrées à l'examen de la mise à jour du règlement intérieur du Conseil d'administration et de la politique de remboursement des frais des administrateurs avant leur adoption par le Conseil, à la revue annuelle de l'indépendance des administrateurs au regard des critères définis par le code AFEP-MEDEF et au réexamen de l'indépendance d'une administratrice en raison de ses nouvelles fonctions.

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	Fonctions
Jean-Bernard Lévy	Président-Directeur Général
Marc Benayoun	Directeur Exécutif Groupe en charge du pôle Gaz et Italie, Administrateur délégué d'Edison
Bruno Bensasson	Directeur Exécutif Groupe en charge du pôle Énergies Renouvelables, Président-Directeur Général d'EDF Renouvelables
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
Cédric Lewandowski	Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Innovation, Stratégie et Programmation
Philippe Sasseigne	Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction du Parc Nucléaire et Thermique
Simone Rossi	Directeur Exécutif Groupe, Directeur Général d'EDF Energy
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

Alexandre Perra assure le Secrétariat du Comité exécutif, il est Directeur auprès du Président-Directeur Général en charge de la coordination exécutive et des relations gouvernementales.

(1) Bruno Bensasson a succédé à Antoine Cahuzac dans ses fonctions à compter du 16 avril 2018.

(2) Philippe Sasseigne a succédé à Dominique Minière dans ses fonctions à compter du 8 février 2019.

À la date du dépôt du présent document de référence, le Comité exécutif compte deux femmes, soit une proportion de 15,4 % de femmes (contre une proportion de 7,7 % jusqu'en décembre 2016). EDF s'inscrit pleinement dans le mouvement de féminisation des instances dirigeantes depuis déjà plusieurs années. Tout d'abord, le nombre de femmes au sein du Comité exécutif a doublé avec l'arrivée, en décembre 2016, de Véronique Lacour, Directeur Exécutif Groupe en charge de la Transformation et de l'Efficacité Opérationnelle.

Le Président-Directeur Général a également mis en œuvre plusieurs actions pour favoriser la féminisation des instances dirigeantes et des conseils d'administration des sociétés du Groupe. Ainsi, chaque membre du Comité exécutif d'EDF assure un mentorat auprès des dirigeantes ou futures dirigeantes. Par ailleurs, les femmes identifiées comme « talents », et susceptibles d'occuper à moyen terme des postes de dirigeantes, font l'objet d'un suivi individuel accru et d'actions de professionnalisation spécifiques, et bénéficient d'orientations de carrières associées.

Enfin, un vivier de femmes pouvant être désignées dans les conseils d'administration des sociétés du Groupe a été constitué. Une attention particulière est portée dès le recrutement des salariés afin que l'entreprise soit le reflet de la société actuelle (voir aussi les sections 3.2.2.2 « Egalité entre femmes et hommes » et 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration »).

4.3.2 RENSEIGNEMENTS PERSONNELS RELATIFS AUX MEMBRES DU COMITÉ EXÉCUTIF

Marc Benayoun, 52 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 3e 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.

Bruno Bensasson, 46 ans, est diplômé de l'Ecole Polytechnique et de l'Ecole des Mines de Paris. Il a débuté sa carrière professionnelle en 1998 au sein de l'Autorité de Sureté Nucléaire en tant que chef de Division Régionale (Basse et Haute Normandie) puis Directeur de Cabinet du Directeur Général. Il a ensuite occupé de 2004 à 2006 les fonctions de conseiller technique en charge de l'environnement, des nouvelles énergies et de l'énergie nucléaire au cabinet du ministre de l'Industrie, puis de conseiller au Secrétariat Général de la Présidence de la République en charge de l'industrie, de l'environnement et des transports. Il a rejoint SUEZ en 2007 comme Directeur des Études Économiques à la Direction du développement et de la stratégie. En 2011, il devient membre du Comité Exécutif de GDF SUEZ en tant que Directeur de la Stratégie et du Développement Durable. Il a été nommé Directeur Général de GDF SUEZ Énergie France début 2013 avant de devenir, en juillet 2014, Directeur Général Adjoint de GDF SUEZ Énergie Europe en charge du développement et de la production renouvelables. Il occupait depuis 2016 le poste de Directeur Général Engie Afrique. Depuis mai 2018,

Bruno Bensasson est Directeur Exécutif Groupe en charge du Pôle Energies Renouvelables et Président Directeur Général d'EDF Renouvelables.

Christophe Carval, 58 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, 50 ans, est diplômé de HEC, titulaire d'une maîtrise en droit des affaires, lauréat de l'Institut d'Etudes 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 Énergies 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, 54 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 1er 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, 62 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 (Groupe Dalkia, Citelum, Netseenergy, Izivia, Sowee, EDF ENR etc.). Il est, de plus, Président de Citelum, et Administrateur de Dalkia et d'EDF Energy. Il est également Directeur Commerce d'EDF.

Marianne Laigneau, 54 ans, est une ancienne élève de l'Ecole 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. À 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 également administrateur d'EDF Renouvelables, d'EDF Trading, de Vinci Autoroutes et de la Cité Internationale Universitaire de Paris.

Cédric Lewandowski, 49 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 Pulse Croissance Holding, membre du Conseil d'administration d'Enedis, Vice-président du Conseil Mondial de l'Énergie et Président du Conseil d'administration d'Électricité de Strasbourg.

Philippe Sasseigne, 61 ans, est diplômé de l'Ecole Nationale Supérieure de Mécanique de Nantes. Il a débuté sa carrière professionnelle en 1982 au Centre Nucléaire de Production d'Electricité (CNPE) de Saint-Laurent-des-Eaux, au sein de la Division Production Nucléaire (DPN) d'EDF, en tant qu'ingénieur Sûreté Radioprotection. Il a ensuite exercé sur ce même CNPE différentes fonctions dans les domaines de la sûreté et de l'exploitation avant de rejoindre en 1992 l'Unité Technique Opérationnelle puis en 1994 l'Etat-major de la DPN pour y exercer différentes responsabilités dans le domaine du contrôle de gestion. En 1999, il rejoint le CNPE de Blayais où il devient Directeur Délégué Maintenance et Arrêts de Tranche. Il est ensuite nommé Directeur du CNPE de Golfech en 2002 puis prend la Direction du CNPE de Blayais en 2006. En 2009, il rejoint l'Equipe de Direction de la DPN à Paris en tant que Directeur des Opérations puis occupe de 2010 à 2013 le poste de Directeur Adjoint de la DPN, chargé des questions techniques, de sûreté, de production, de radioprotection et d'environnement. En 2013, il devient Directeur de la DPN avant d'être nommé, en février 2019, au poste de Directeur Exécutif en charge de la Direction du Parc Nucléaire et Thermique.

Simone Rossi, 50 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 1er novembre 2017, il est *Chief Executive Officer* d'EDF Energy et Directeur Exécutif Groupe d'EDF.

Pierre Todorov, 60 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, 52 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 Renouvelables, gouverneur honoraire 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 2018, les membres du Conseil d'administration de la Société, dont les mandats sont en cours au 31 décembre 2018, détenaient un total de 4 259 actions. Le tableau ci-dessous détaille le nombre d'actions EDF détenues individuellement par ces administrateurs au 31 décembre 2017 et au 31 décembre 2018 :

	Nombre d'actions EDF détenues au 31/12/2017	Nombre d'actions EDF détenues au 31/12/2018
Jacky Chorin (1)	294	307
Philippe Crouzet	294	294
Christophe Cuvilliez	24	24
Bruno Lafont	238	245
Colette Lewiner (2)	1 870	1 932
Marie-Hélène Meyling	28	28
Laurence Parisot	137	137
Christian Taxil (1)	1 237	1 292
TOTAL	**4 122**	**4 259**

(1) Actions détenues par l'intermédiaire d'un FCPE.
(2) Actions détenues directement et par l'intermédiaire d'un FCPE.

Les administrateurs dont les mandats sont en cours au 31 décembre 2018, non mentionnés dans le tableau ci-dessus, ne détiennent aucune action EDF.

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 2018 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 2018 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 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 2018
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 2017 et 2018.

TABLEAU RÉCAPITULATIF DES RÉMUNÉRATIONS DU DIRIGEANT MANDATAIRE SOCIAL (1)

	Exercice 2017		Exercice 2018	
(en euros)	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	néant	néant
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 convoquée pour approuver les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2018 »).

4.6.1.1.2 Fixation de la rémunération du Président-Directeur Général

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. Cette rémunération fixe annuelle demeure inchangée depuis la nomination de M. Jean-Bernard Lévy en qualité de Président-Directeur Général d'EDF en 2014 (voir section 4.2.2.2 « Mode d'exercice de la Direction Générale – Nomination et attributions du Président-Directeur Général »).

Rémunération au titre de l'exercice 2019

Le Comité des nominations et des rémunérations réuni le 7 février 2019 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 2019.

Sur proposition du Comité, le Conseil d'administration réuni le 14 février 2019 a décidé de maintenir à 450 000 euros bruts la rémunération fixe annuelle du Président-Directeur Général au titre de l'exercice 2019.

4.6.1.1.3 Autres éléments de rémunération

En 2018, 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 2018, 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 convoquée pour approuver les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2018

Conformément aux dispositions du Code de commerce, il sera demandé à la prochaine Assemblée générale d'EDF qui sera convoquée pour approuver les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 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 2018, ainsi que sur la politique de rémunération pour 2019 le concernant.

Il sera ainsi demandé aux actionnaires de se prononcer en Assemblée générale, après avoir pris connaissance des informations prévues au dernier alinéa de l'article L. 225-37 du Code de commerce, sur l'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 2018 et qui sont décrits dans la section 4.6.1.1 « Rémunération globale du Président-Directeur Général ».

De même, les actionnaires seront appelés à se prononcer sur l'approbation des principes et critères de détermination, de répartition et d'attribution de l'ensemble des éléments composant la rémunération totale et des avantages de toute nature, attribuables au Président-Directeur Général de la Société pour l'exercice 2019, qui ont été fixés par le Conseil d'administration de la Société sur proposition du Comité des nominations et des rémunérations et sont décrits dans la section 4.6.1.1 « Rémunération globale du Président-Directeur Général ».

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 2017 et 2018 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 2018.

Administrateurs dont les mandats sont en cours au 31 décembre 2018	2017 (1)	2018 (1)
Olivier Appert	40 046	39 186
dont versés au budget de l'État	*28 032*	*22 397*
Philippe Crouzet	48 548	41 744
dont versés au titre de la participation à un groupe de travail (2)	*7 500*	*0*
Maurice Gourdault-Montagne (3)	n.a.	21 400
dont versés au budget de l'État	*n.a.*	*21 400*
Bruno Lafont	42 033	37 907
dont versés au titre de la participation à un groupe de travail (2)	*7 500*	*néant*
Bruno Léchevin	38 041	36 628
dont versés au budget de l'État	*38 041*	*30 224*
Marie-Christine Lepetit	48 064	45 581
dont versés au budget de l'État	*48 064*	*45 581*
Jean-Bernard Lévy	n.a.	n.a.
Colette Lewiner	79 066	49 419
dont versés au titre de la participation à un groupe de travail (2)	*30 000*	*néant*
Laurence Parisot	48 548	39 826
dont versés au titre de la participation à un groupe de travail (2)	*7 500*	*néant*
Claire Pedini	40 530	39 826
dont versés au titre de la participation à un groupe de travail (2)	*7 500*	*néant*
Michèle Rousseau	19 566	37 907
dont versés au budget de l'État	*19 566*	*37 907*
Martin Vial	40 547	39 826
dont versés au budget de l'État	*40 547*	*39 826*
TOTAL *(EN EUROS)*	**444 989**	**429 249**

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) Concernant la participation à un groupe de travail, voir le paragraphe « Enveloppe et répartition des jetons de présence » ci-après.

(3) Administrateur depuis le 20 septembre 2017. Les jetons de présence alloués à M. Gourdault-Montagne au titre de l'exercice 2017 ont été versés début 2018.

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.

S'agissant des autres administrateurs nommés par l'Assemblée générale sur proposition de l'État et n'ayant pas la qualité d'agent public, un arrêté du ministre chargé de l'économie et des finances du 5 janvier 2018 (1) précise que la Société verse au budget de l'État 15 % des jetons de présence qui leur sont alloués, les 85 % restants étant versés à l'administrateur.

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.

(1) Les dispositions de l'arrêté du 5 janvier 2018, modifiant l'arrêté du 18 décembre 2014 pris en application de l'article 6-V de l'ordonnance du 20 août 2014, sont applicables depuis le 1er février 2018. Précédemment, l'arrêté du 18 décembre 2014 prévoyait que la rémunération à percevoir par ces administrateurs était versée à hauteur de 30 % aux administrateurs concernés, les 70 % restants étant versés au budget de l'État.

L'Assemblée générale du 18 mai 2017 a approuvé, sur proposition du Conseil d'administration, une enveloppe annuelle de jetons de présence de 500 000 euros au titre de l'exercice 2017, incluant la rémunération 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 anticipée de la centrale de Fessenheim [1].

L'Assemblée générale du 15 mai 2018 a maintenu, sur proposition du Conseil d'administration, l'enveloppe annuelle à 500 000 euros pour l'exercice 2018 et les exercices ultérieurs, jusqu'à nouvelle décision de l'Assemblée générale. Sur ce montant, le Conseil d'administration réuni le 15 février 2018 a décidé de continuer de verser aux administrateurs la somme de 440 000 euros au titre de l'enveloppe annuelle de jetons de présence, selon les règles de répartition en vigueur, afin de disposer d'une marge de flexibilité de 60 000 euros qui ne seraient versés qu'en cas d'allocation de rémunérations *ad hoc* ou exceptionnelles sur décision du Conseil.

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].

4.7 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 2018

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).

(1) Le Conseil avait décidé, le 3 juin 2016, de confier à un groupe de travail composé des membres indépendants du Conseil d'administration au sens des critères du Code AFEP-MEDEF (Mmes Lewiner, Parisot et Pedini et MM. Crouzet et Lafont), et présidé par Mme Lewiner, le suivi des discussions engagées entre EDF et l'État au sujet de la fermeture anticipée de la centrale de Fessenheim, et l'examen des termes et conditions du protocole d'indemnisation à conclure avec l'État avant sa soumission pour délibération au Conseil. 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.

(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.



5. PERFORMANCES DU GROUPE EN 2018 ET PERSPECTIVES

5.1 EXAMEN DE LA SITUATION FINANCIÈRE ET DU RÉSULTAT 278

5.1.1 Chiffres clés 278
5.1.2 Éléments de conjoncture 280
5.1.3 Événements marquants de l'année 2018 286
5.1.4 Analyse de l'activité et du compte de résultat consolidé pour 2017 et 2018 288
5.1.5 Flux de trésorerie et endettement financier net 295
5.1.6 Gestion et contrôle des risques marchés 299
5.1.7 Informations sur les délais de paiement des fournisseurs et des clients (article L. 441-6-1 du Code de commerce) 309
5.1.8 Informations sur les succursales existantes L. 232-1 du Code de commerce 309

5.2 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE 310

5.3 ÉVOLUTION DES PRIX DE MARCHÉ EN JANVIER ET FÉVRIER 2019 311

5.4 PERSPECTIVES 312

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 2018 sont préparés conformément aux normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 31 décembre 2018. 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 2018.

Les informations financières présentées dans ce document sont élaborées à partir des comptes consolidés au 31 décembre 2018 du groupe EDF.

Les données comparatives 2017 présentées dans l'annexe aux comptes consolidés sont retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective de la norme IFRS 15 « Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients ». Ces changements ont pour conséquence une réduction du chiffre d'affaires et des achats d'énergie publiés au 31 décembre 2017, sans impact sur l'excédent brut d'exploitation (*cf.* note 2.1 des comptes consolidés au 31 décembre 2018).

La norme IFRS 9 « Instruments financiers » est applicable à compter du 1er janvier 2018. Elle 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. Les données comparatives de l'année de première application n'ont pas été retraitées, conformément à l'approche simplifiée d'IFRS 9. Les modalités de transition et les principales implications de la norme pour le Groupe sont présentées dans la note 2.2 des comptes consolidés au 31 décembre 2018.

Les chiffres clés du Groupe pour l'exercice 2018 sont présentés ci-après.

EXTRAIT DU COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ

(en millions d'euros)	2018	2017 (1)	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	68 976	64 892	4 084	+ 6,3	+ 4,0
Excédent brut d'exploitation (EBE)	15 265	13 742	1 523	+ 11,1	+ 11,3
Résultat d'exploitation	5 282	5 637	(355)	- 6,3	- 1,9
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	473	3 401	(2 928)	- 86,1	- 79,0
Résultat net part du Groupe	1 177	3 173	(1 996)	- 62,9	- 57,5
Résultat net courant (2)	2 452	2 820	(368)	- 13,1	- 7,5

(1) Les données publiées au 31 décembre 2017 ont été retraitées de l'impact lié à l'application de la norme IFRS 15 portant sur le chiffre d'affaires. En revanche, l'application au 1er janvier 2018 de la norme IFRS 9 n'a pas été retraitée en 2017, conformément à l'approche simplifiée d'IFRS 9.

(2) 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, hors variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading et hors variations nettes de juste valeur de titres de dettes et de capitaux propres 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)	2018	2017
Résultat net part du Groupe	1 177	3 173
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* et variations nettes de juste valeur de titres de dettes et de capitaux propres	777	(94)
Pertes de valeur	498	1 030
RÉSULTAT NET COURANT	**2 452**	**2 820**
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	(584)	(565)
RÉSULTAT NET COURANT AJUSTÉ DE LA RÉMUNÉRATION DES ÉMISSIONS HYBRIDES	**1 868**	**2 255**

(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)	31/12/2018	31/12/2017 [1]
Actif immobilisé	162 219	156 900
Autres actifs non courants	48 165	47 424
Actifs non courants	**210 384**	**204 324**
Stocks et clients	30 137	30 981
Autres actifs courants	39 358	32 845
Trésorerie et équivalents de trésorerie	3 290	3 692
Actifs courants	**72 785**	**67 518**
Actifs détenus en vue de leur vente	-	-
TOTAL DE L'ACTIF	**283 169**	**271 842**
Capitaux propres - part du Groupe	44 469	41 357
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	8 177	7 341
Total des capitaux propres	**52 646**	**48 698**
Provisions non courantes	71 772	71 373
Passifs spécifiques des concessions	46 924	46 323
Autres passifs non courants	59 012	58 591
Passifs non courants	**177 708**	**176 287**
Passifs courants	**52 815**	**46 857**
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	-	-
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	**283 169**	**271 842**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées de la norme IFRS 15 (voir note 2.1.3.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018).

CASH-FLOW GROUPE

(en millions d'euros)	2018	2017	Variation en valeur	Variation en %
Cash-flow Groupe [1] [2]	(480)	(209)	(271)	- 129,7

(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 (voir la section 5.1.5.2).
(2) Avant augmentation de capital.

INFORMATIONS RELATIVES À L'ENDETTEMENT FINANCIER NET

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017	Variation en valeur	Variation en %
Emprunts et dettes financières	59 188	56 846	2 342	+ 4,1
Dérivés de couvertures des dettes	(1 972)	(1 176)	(796)	+ 67,7
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(3 290)	(3 692)	402	- 10,9
Actifs financiers disponibles à la vente - Actifs liquides	(20 538)	(18 963)	(1 575)	+ 8,3
ENDETTEMENT FINANCIER NET [1]	**33 388**	**33 015**	**373**	**+ 1,1**

(1) 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.

En 2018, les prix *spot* de l'électricité ont été supérieurs à ceux de 2017 partout en Europe.

5.1.2.1.1 Prix *spot* de l'électricité en Europe (1)

	France	Royaume-Uni	Italie	Allemagne	Belgique
Moyenne 2018 en base *(€/MWh)*	50,2	64,9	61,3	44,5	55,3
Variation 2018/2017 des moyennes en base	+ 11,6 %	+ 25,4 %	+ 13,6 %	+ 30,0 %	+ 24,0 %
Moyenne 2018 en pointe *(€/MWh)*	59,1	70,0	67,9	52,1	64,8
Variation 2018/2017 des moyennes en pointe	+ 10,1 %	+ 23,5 %	+ 10,0 %	+ 22,0 %	+ 18,4 %

Les commentaires ci-dessous portent sur les prix en base.

En **France**, les prix *spot* de l'électricité se sont établis en moyenne à 50,2 €/MWh en base et à 59,1 €/MWh en pointe en 2018, en hausse de respectivement 5,2 €/MWh et 5,4 €/MWh par rapport à 2017. Cette hausse s'explique surtout par une hausse des prix de toutes les commodités entre mars et septembre, par une vague de froid fin février 2018, ainsi que par un été très peu venteux partout en Europe.

En 2018, la demande française s'est établie à 475,2 TWh, en baisse de 4,6 TWh par rapport à 2017. Les moyens thermiques à flamme ont été moins sollicités, alors que la disponibilité du parc nucléaire et la production hydraulique étaient en forte hausse (respectivement + 14,1 TWh et + 9,4 (2) TWh par rapport à 2017). Les productions éolienne et photovoltaïque ont de leur côté connu une hausse respective de 4,0 TWh et 0,8 TWh pour atteindre respectivement 26,8 TWh et 9,7 TWh en 2018. D'autre part, le solde exportateur de la France a augmenté cette année de 23,0 TWh (3) par rapport à 2017, en lien notamment avec une forte augmentation vers la zone Central West Europe (CWE) entre mai et juillet puis entre septembre et décembre due à une faible production éolienne en Allemagne et à la hausse des prix du CO_2 impactant fortement les prix outre-Rhin (+ 8,2 TWh entre mai et juillet puis + 10,4 TWh entre septembre et décembre sur le solde exportateur de la France comparé à 2017).

Au **Royaume-Uni**, les prix *spot* moyens de l'électricité ont augmenté de 13,2 €/MWh par rapport à 2017, en s'établissant en moyenne à 64,9 €/MWh en 2018. Cette hausse a débuté en mars, mois à partir duquel les prix moyens mensuels ont tous connu une hausse d'environ 33 % par rapport à 2017 (+ 16 €/MWh en moyenne) en raison de la hausse des prix des combustibles. À noter également, une hausse importante des prix lors de la vague de froid de fin février - début mars 2018, dont l'effet a été accentué par une tension sur le gaz consécutive aux indisponibilités fortuites sur un champ norvégien et sur l'interconnexion avec les Pays-Bas, alors même que le site de stockage en gaz de Rough venait d'être fermé.

En **Italie**, les prix *spot* moyens ont augmenté de 7,4 €/MWh par rapport à 2017 pour s'établir en moyenne à 61,3 €/MWh en 2018. Cette hausse a surtout concerné les mois de mars à octobre où les prix ont augmenté d'environ 28 % par rapport à 2017, suite à la hausse des prix des combustibles, alors que les prix sur janvier avaient été inférieurs de 32 % en raison de températures plus clémentes en 2018.

En **Allemagne**, les prix *spot* ont augmenté de 10,3 €/MWh par rapport à 2017 pour s'établir en moyenne à 44,5 €/MWh en 2018. Malgré une baisse des prix sur janvier de 22,9 €/MWh par rapport à 2017 en raison de températures plus clémentes, les prix ont été tirés à la hausse par la reprise des cours des commodités, notamment le CO_2 et le charbon qui ont un fort impact sur les coûts de fonctionnement du parc allemand, ainsi que par un mois de juin peu venteux. Depuis juin, les prix mensuels ont ainsi augmenté de près de 20 €/MWh en moyenne par rapport à 2017. La production éolienne est en hausse de 2,7 TWh par rapport à 2017 pour s'établir à 108,6 TWh en 2018. La production photovoltaïque a de son côté connu une hausse de 4,8 TWh par rapport à 2017 pour s'établir à 41,2 TWh sur l'année 2018. À fin décembre 2018, les puissances installées éoliennes et photovoltaïques en Allemagne sont respectivement d'environ 59 GW et 46 GW. Plusieurs épisodes caractérisés par des productions éoliennes et photovoltaïques importantes ont donné lieu à des prix négatifs (134 heures en 2018 contre 146 heures en 2017). Le prix horaire le plus bas a été atteint le 1er janvier à - 76,0 €/MWh.

En **Belgique**, les prix *spot* ont augmenté de 10,7 €/MWh par rapport à 2017, s'établissant en moyenne à 55,3 €/MWh en 2018. Cette hausse a surtout concerné les mois de mars à novembre où les prix ont augmenté d'environ 44 % par rapport à 2017, en lien avec la hausse des prix des combustibles, alors que les prix sur janvier étaient inférieurs de presque 50 % en raison de températures plus clémentes. Les prix *spot* en fin d'année ont également été tirés à la hausse par la faible disponibilité du parc nucléaire opéré par le groupe Engie. De mi-septembre à fin décembre, 5 des 7 tranches belges sont en effet à l'arrêt et une sixième tranche a dû être arrêtée pour maintenance entre mi-octobre et mi-novembre.

*(1) **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.

(2) 9,4 TWh bruts et 9,1 TWh nets de pompage.

(3) Source : ENTSO-E Transparency Website.

5.1.2.1.2 Prix à terme de l'électricité en Europe (1)

	France	Royaume-Uni	Italie	Allemagne	Belgique
Moyenne du prix du contrat annuel 2019 à terme en base sur l'année 2018 *(€/MWh)*	48,9	60,1	59,0	44,1	51,0
Variation 2018/2017 des moyennes des prix des contrats annuels à terme en base	+ 27,9 %	+ 20,1 %	+ 26,7 %	+ 36,1 %	+ 36,9 %
Prix à terme du contrat annuel 2019 en base au 31 décembre 2018 *(€/MWh)*	61,6	65,3	66,8	55,8	60,9
Moyenne du prix du contrat annuel 2019 à terme en pointe sur l'année 2018 *(€/MWh)*	62,1	65,8	66,8	54,2	63,7
Variation 2018/2017 des moyennes des prix des contrats annuels à terme en pointe	+ 24,3 %	+ 18,2 %	+ 26,6 %	+ 33,8 %	+ 33,0 %
Prix à terme du contrat annuel 2019 en pointe au 31 décembre 2018 *(€/MWh)*	75,6	71,1	75,7	67,8	73,3

En Europe, les contrats annuels à terme de l'électricité en base et en pointe sont en hausse en moyenne par rapport à 2017, cette hausse s'expliquant par celle des prix des commodités charbon, gaz et CO_2.

En **France**, le contrat annuel en base pour l'année N + 1 s'est établi en moyenne à 48,9 €/MWh, en hausse de 27,9 % par rapport à l'année 2017. Cette hausse s'explique principalement par celle des prix des combustibles et du CO_2, le prix moyen du charbon ayant augmenté de 18 %, celui du gaz de 22 % et celui du CO_2 ayant pratiquement triplé entre 2017 et 2018. Le produit Calendar N + 1 a clôturé l'année 2018 à 61,6 €/MWh.

Au **Royaume-Uni**, le contrat annuel *April Ahead* en base, courant du 1er avril N + 1 au 31 mars N + 2, a augmenté de 20,1 % pour s'établir à 60,1 €/MWh en moyenne sur l'année 2018 en raison de la hausse des prix du gaz et du CO_2 entre les deux années, les moyens gaz contribuant fortement à former le prix de l'électricité dans ce pays.

En **Italie**, le contrat annuel pour l'année N + 1 en base a également augmenté, pour s'établir en moyenne à un prix de 59,0 €/MWh en 2018, soit 26,7 % plus élevé que l'an dernier. Cette hausse s'explique par la forte hausse des prix du gaz et du CO_2, dont dépend beaucoup la formation du prix de l'électricité en Italie.

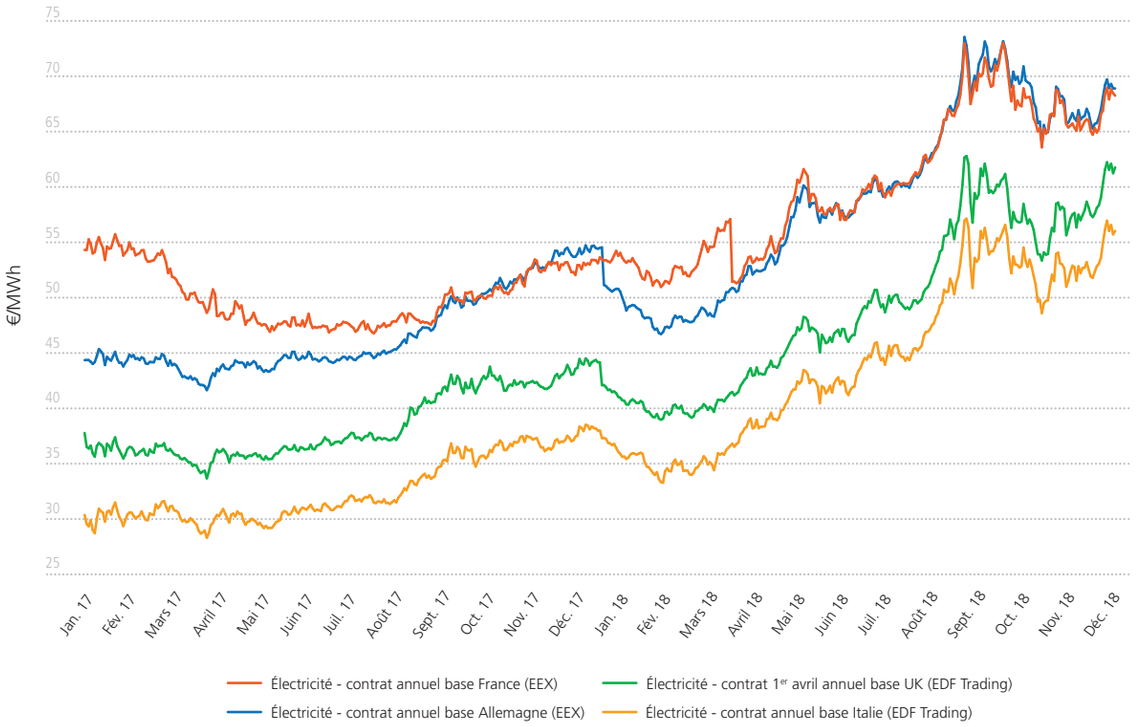
En **Allemagne**, le contrat annuel moyen pour l'année N + 1 en base a connu une hausse de 36,1 % par rapport à 2017, pour s'établir à 44,1 €/MWh en moyenne sur l'année 2018. Cette hausse s'explique par celle du prix des combustibles et du CO_2 entre les deux années. En effet, les moyens charbons contribuent toujours fortement à la formation du prix allemand, et sont plus fortement impactés que les moyens gaz par la hausse du prix du CO_2.

En **Belgique**, le contrat annuel pour l'année N + 1 en base s'est établi en moyenne à un niveau supérieur de près de 37 % à 2017, s'établissant en moyenne à 51,0 €/MWh en 2018, en raison de la hausse des prix des combustibles et du CO_2. Cette augmentation s'explique également par des annonces relatives aux arrêts des tranches 2 et 3 de Tihange sur fin 2018 qui ont eu un fort effet haussier sur les prix à partir du 21 septembre avant de se dégonfler mi-octobre suite à diverses annonces sur la mise en place de mesures pour assurer la sécurité d'approvisionnement du pays durant l'hiver.

5.

(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 2018 puis avril 2019 (au Royaume-Uni, la livraison du contrat annuel a lieu du 1er avril au 31 mars).*

Évolution des principaux contrats à terme européens d'électricité en base (n+1)



5.1.2.1.3 Évolution du prix des droits d'émission de CO_2 (1)

Le prix du certificat d'émission pour livraison en décembre N + 1 a clôturé l'année à 25,0 €/t, en hausse de 16,8 €/t par rapport à fin décembre 2017. Le prix du CO_2 a connu une hausse quasi continue entre janvier et début septembre, dans la continuité de la tendance initiée en septembre 2017 suite à l'accord sur la réforme EU-ETS pour la période 2021-2030, accord approuvé par le Parlement européen en février 2018. Dans ce contexte haussier, de nombreux acteurs spéculatifs qui s'étaient détournés du marché du CO_2 ont fait leur retour, intensifiant la tendance et augmentant la volatilité du marché.

(1) Cotation moyenne ICE du contrat annuel de la phase III (2013-2020).

Évolution du prix des droits d'émission de CO_2



5.

5.1.2.1.4 Prix des combustibles fossiles (1)

	Charbon	Pétrole	Gaz naturel
	(US$/t)	*(US$/bbl)*	*(€/MWhg)*
Moyenne 2018	87,0	71,7	20,9
Variation 2018/2017 des moyennes annuelles	+ 18,0 %	+ 31,0 %	+ 21,9 %
Plus haut sur l'année 2018	100,0	86,3	27,4
Plus bas sur l'année 2018	72,8	50,5	16,9
Prix au 31 décembre 2018	85,9	53,8	20,4
Prix au 31 décembre 2017	90,3	66,9	18,2

Le prix du **charbon** pour livraison en Europe en N + 1 s'est établi en moyenne à 87,0 US$/t en 2018, en hausse de 18 % (+ 13,3 US$/t) par rapport à 2017, bien qu'il ait clôturé l'année en baisse de 4,4 US$/t par rapport à la fin d'année précédente. Au cours du premier trimestre 2018, le prix du charbon a connu une baisse (- 13 US$/t) en raison de la baisse du prix du pétrole et d'une offre abondante en Asie, notamment en Indonésie où un changement réglementaire pousse les producteurs à se tourner vers l'export. Porté par une reprise du prix du pétrole et une hausse de la demande chinoise et indienne, le prix du charbon a augmenté de plus de 27 US$/t entre fin mars et début octobre. Après avoir été proche de la barre des 100 US$/t le 3 octobre, les prix ont connu une forte baisse sur le dernier trimestre (- 15 US$/t) suite à la baisse du prix du pétrole, à la limitation des importations chinoises et à des stocks importants dans les ports du Benelux en raison du niveau bas du Rhin limitant l'acheminement vers les centrales allemandes.

Le prix du **pétrole** s'est établi en moyenne à 71,7 US$/bbl en 2018, en hausse de 31 % (+ 16,9 US$/bbl) par rapport à 2017, bien qu'il ait clôturé l'année en baisse de 13,1 US$/bbl par rapport à la fin d'année précédente. Après avoir connu une baisse d'environ 8 US$/bbl début février suite à des craintes d'un ralentissement de la demande mondiale à court terme, le prix du pétrole a augmenté de manière quasi continue de mars à mai, les pays de l'OPEP ayant réussi à respecter leur accord de limitation de leur production à un niveau record. Le prix du pétrole est ensuite resté globalement stable durant l'été avant de connaître une forte hausse en septembre suite aux menaces des États-Unis vis-à-vis des pays importateurs de brut iranien. Cette hausse a été de courte durée, le dernier trimestre ayant été marqué par une chute du prix du pétrole (- 29 US$/bbl) tirée par des sanctions moins sévères que prévues envers l'Iran et des niveaux très élevés de production en Russie et aux États-Unis.

En 2018, le contrat annuel **gazier** pour livraison en N + 1 sur le hub français PEG s'est échangé en moyenne à 20,9 €/MWh, en hausse de près de 22 % (+ 3,8 €/MWh) par rapport à 2017. L'année 2018 a été marquée par la fusion des zones PEG Nord et TRS le 1er novembre pour former une zone de marché unique nommée PEG. Durant le premier trimestre 2018, le contrat annuel gazier est resté globalement stable. La hausse a principalement eu lieu entre avril et septembre et s'explique notamment par la reprise des cours du pétrole, les contrats long terme étant indexés en partie sur les prix du pétrole, et par des tensions sur le niveau de stockage à court terme qui se sont répercutées sur les prix à long terme. Porté par la chute du prix du pétrole, le dernier trimestre a été marqué par une baisse du prix du gaz (- 6,7 €/MWh) en raison d'un très bon approvisionnement en GNL en Europe ainsi que d'un niveau de stockage confortable alors que les météorologues prévoient un hiver relativement doux.

*(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).

Évolution des prix du gaz naturel et du pétrole



5.1.2.2 Consommation d'électricité et de gaz

5.1.2.2.1 Consommation d'électricité et de gaz en France

En 2018, la consommation d'électricité en **France** [1] a atteint 478,2 TWh, un niveau légèrement inférieur (- 0,8 %) à 2017. L'année 2018 a été plus chaude que l'année 2017, avec en moyenne annuelle 13,4 °C en 2018 et 12,8 °C en 2017.

Le premier trimestre 2018 a été particulièrement contrasté. Le mois de janvier a été très doux (+ 3,0 °C au-dessus de la normale) puis février et mars ont été très froids (avec respectivement - 3,5 °C et - 1,1 °C en dessous des normales). Corrigée de l'effet climat, la consommation française d'électricité est légèrement inférieure par rapport à 2017 (- 0,3 %).

La consommation de gaz naturel en **France** [2] a baissé de - 4,7 % en 2018 par rapport à 2017, pour s'établir à 470,0 TWh. En février et mars, des températures plus basses qu'en 2017 ont entraîné une forte augmentation de la demande en chauffage. Néanmoins, 2018 se caractérise par une baisse globale de la consommation due à une moindre sollicitation des centrales à gaz pour la production d'électricité sur toute l'année (- 11 TWh) ainsi qu'à des températures plus clémentes, particulièrement en janvier et décembre, induisant une baisse de la demande en chauffage.

5.1.2.2.2 Consommation d'électricité et de gaz en Italie

En 2018, la consommation d'électricité en **Italie** [3] est quasi stable par rapport à 2017 (+ 0,4 %). La baisse de la production thermoélectrique et solaire a été compensée par une augmentation de la production hydroélectrique et des importations nettes.

La demande intérieure de gaz naturel en **Italie** [4] a diminué de 3,4 % en raison des températures exceptionnellement élevées pendant le dernier trimestre 2018, induisant une baisse des consommations sur le marché résidentiel et de la production thermique.

5.1.2.3 Tarifs de l'électricité et du gaz naturel

En **France**, les tarifs réglementés de vente ont évolué :

- de + 0,7 % pour les tarifs bleus résidentiels et de + 1,6 % pour les tarifs bleus non résidentiels le 1er février 2018 ;
- de - 0,5 % pour les tarifs bleus résidentiels et de + 1,1 % pour les tarifs bleus non résidentiels le 1er août 2018.

*(1) Données **France** : données brutes et données corrigées de l'aléa climatique communiquées par RTE (données du mois de décembre 2018 estimées car non disponibles à ce jour).*
*(2) Données **France** : données brutes communiquées par Smart GRTgaz.*
*(3) Données **Italie** : données brutes et données communiquées par Terna, réseau électrique national italien, retraitées par Edison.*
*(4) Données **Italie** : ministère du Développement économique (MSE), données Snam Rete Gas retraitées par Edison sur la base 1 Bcm = 10,76 TWh.*

Au **Royaume-Uni**, EDF Energy a procédé à deux changements des tarifs variables résidentiels :

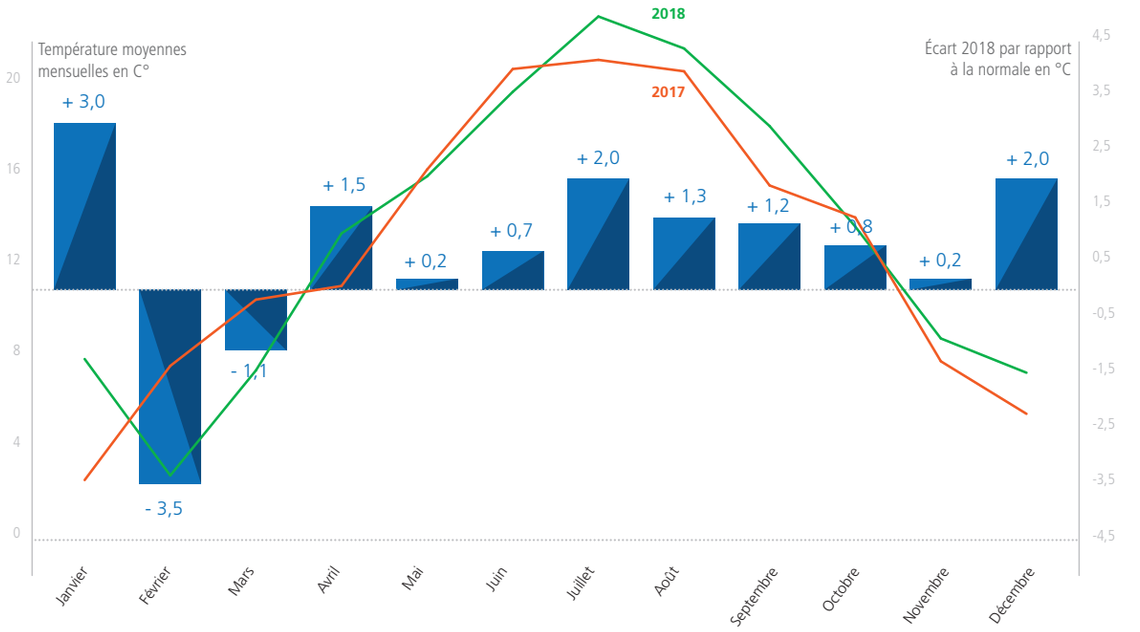
- une hausse de 2,7 % des tarifs résidentiels de l'électricité le 7 juin 2018 ;
- puis une hausse de 6,1 % des tarifs électricité et de 6 % des tarifs gaz le 31 août 2018.

Cette hausse s'explique principalement par la hausse des prix sur les marchés de gros.

5.1.2.4 Conditions climatiques : températures et pluviométrie

L'année 2018 s'est terminée avec une moyenne de + 0,7 °C au-dessus de la normale. Seuls les mois de février et mars ont été inférieurs à la normale. Le mois de janvier a été particulièrement doux (+ 3 °C au-dessus de la normale), ainsi que juillet et décembre (+ 2 °C au-dessus des normales). En 2018, la température moyenne annuelle en France a été de 13,4 °C, ce qui est un record de douceur depuis 1900.

Températures (1) (2) en France en 2018 et 2017



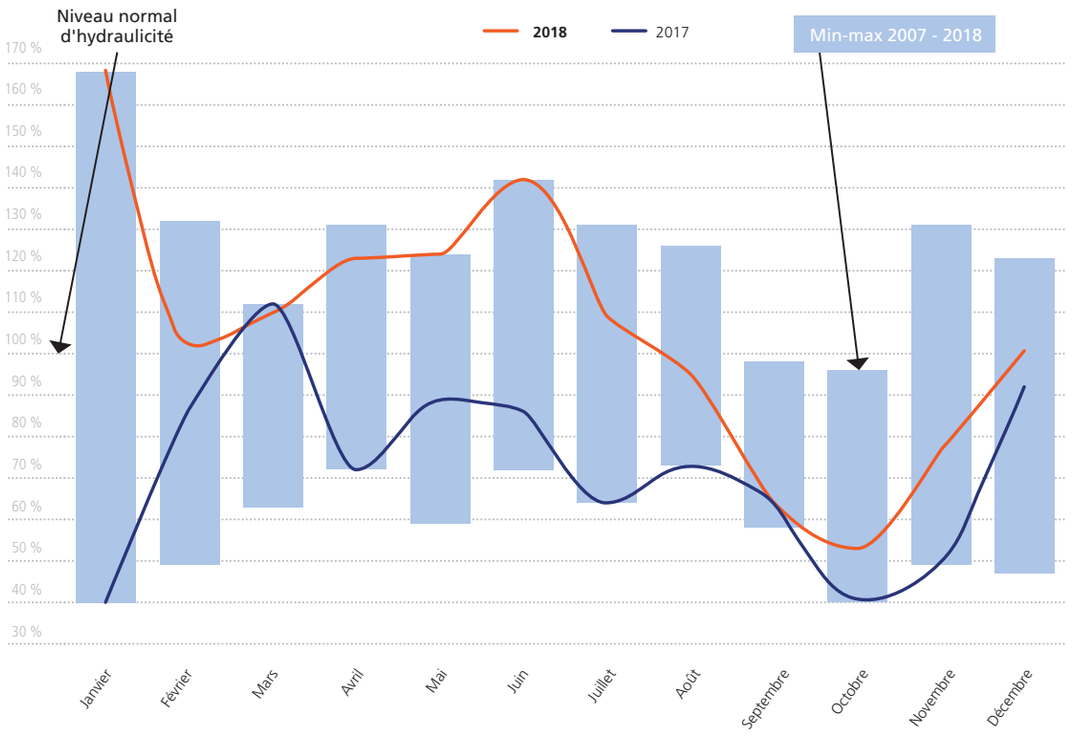
(1) Moyenne des températures relevées dans 32 villes, pondérée par leur consommation électrique.
(2) Source Miréor (données Météo France).

Concernant la pluviométrie, l'année 2018 a été contrastée avec :

- un premier semestre marqué par une pluviométrie excédentaire sur une grande moitié Sud de l'Europe (France comprise), déficitaire en Allemagne et une partie de l'Europe Centrale et proche de la normale sur le Nord de l'Europe ;
- un deuxième semestre avec un important déficit de précipitation sur une grande partie de l'Europe, notamment sur la France, l'Allemagne et toute la Scandinavie.

En 2018, la pluviométrie annuelle ressort comme excédentaire sur tout le Sud de l'Europe et déficitaire sur l'Europe Centrale et la Scandinavie.

Hydraulicité en France en 2018 et 2017 (1)



(1) Suivi hebdomadaire du remplissage des réservoirs de l'Observatoire statistique du groupe EDF (Miréor) en énergie jusqu'à la mer.

En France, les précipitations ont été très abondantes sur la première partie de l'année et ont conduit durant l'hiver à un enneigement exceptionnel sur tous les massifs montagneux. Puis l'été et l'automne ont été très secs et très chauds conduisant à une dégradation progressive de l'hydraulicité et à un étiage en automne très sévère sur la moitié Nord du pays.

Conséquence de cette météorologie contrastée, l'hydraulicité France a été assez excédentaire sur tous les mois du premier semestre 2018 (parmi les plus forts excédents depuis 40 ans), pour devenir déficitaire sur la deuxième partie de l'année. En 2018, elle reste toutefois légèrement excédentaire d'environ 10 %.

5.1.3 ÉVÉNEMENTS MARQUANTS DE L'ANNÉE 2018 (1)

Sont indiqués ci-dessous les événements marquants postérieurs à la publication, le 15 mars 2018, du document de référence 2017 (voir sections 5.1.3 « Événements marquants de l'année 2017 » et 5.2 « Événements postérieurs à la clôture »).

5.1.3.1 Événements majeurs

5.1.3.1.1 Développement durable et Renouvelables Groupe

EDF Renouvelables (2)

- En 2018, EDF Renouvelables a procédé à différentes mises en service, signé des contrats d'achat d'électricité et réalisé de nouveaux projets.
- EDF Renouvelables est entré en négociations exclusives pour l'acquisition du groupe Luxel, acteur du solaire en France (*cf.* communiqué de presse (CP) du 14 février 2019).
- EDF Renouvelables et le groupe SITAC ont signé un contrat de vente d'électricité pour 300 MW de projet éolien en Inde (*cf.* CP du 4 février 2019).
- EDF Renouvelables a signé un contrat avec York Nebraska Wind Partners, LLC, un partenariat constitué d'Aksamit Resource Management, LLC et de York Capital Management, portant sur l'acquisition du projet éolien Milligan 1 de 300 MW (*cf.* CP du 17 janvier 2019).
- Le consortium EDF Renouvelables-Masdar a remporté un projet éolien de 400 MW en Arabie Saoudite (*cf.* CP du 11 janvier 2019).
- EDF Renouvelables et Shell ont investi dans le New Jersey pour le développement de projets éoliens en mer (*cf.* CP du 20 décembre 2018 et note 3.8.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018).
- EDF Renouvelables a annoncé le *repowering* du parc éolien d'Eckolstädt en Allemagne (*cf.* CP du 11 décembre 2018).
- EDF Renouvelables a signé un contrat avec Shell Energy North America pour la fourniture de 132 MWc d'énergie solaire en Californie (*cf.* CP du 15 novembre 2018).
- EDF Énergies Nouvelles est devenue EDF Renouvelables (*cf.* CP du 6 septembre 2018) et EDF Renouvelables est devenue EDF Renewables à l'international (*cf.* CP du 12 avril 2018).
- EDF Renouvelables a remporté 276 MW de projets éoliens au Brésil (*cf.* CP du 5 septembre 2018).
- EDF Renewables a cédé une participation minoritaire de 49 % dans vingt-quatre de ses parcs éoliens au Royaume-Uni (environ 550 MW) (*cf.* CP du 29 juin 2018 et note 3.8.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018).
- La réalisation des trois projets éoliens en mer de Fécamp, Courseulles-sur-Mer et Saint-Nazaire, qu'EDF Renouvelables développe avec ses partenaires Enbridge Inc. et WPD, a été confirmée (*cf.* CP du 20 juin 2018).
- EDF Renouvelables a acquis un projet de parc éolien en mer de 450 MW en Écosse auprès de Mainstream Renewable Power (*cf.* CP du 3 mai 2018 et note 5.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018).

(1) La liste exhaustive des communiqués de presse du Groupe est disponible sur le site Internet : www.edf.fr.

(2) La liste exhaustive des communiqués de presse d'EDF Renouvelables est disponible sur le site Internet : www.edf-renouvelables.com.

Hydraulique

- EDF, IFC et la République du Cameroun ont signé les accords engageants et définitifs pour la construction du barrage hydroélectrique de Nachtigal au Cameroun (*cf.* CP du 8 novembre 2018). Le *closing* financier a eu lieu le 24 décembre 2018. À cette occasion, l'actionnariat a évolué avec l'entrée d'Africa50 (15 %) et STOA (10 %). IFC a désormais 20 %, la République du Cameroun 15 % et EDF reste à 40 %.

EDF Pulse Croissance

- EDF Nouveaux Business devient EDF Pulse Croissance.
- EDF et McPhy ont signé un accord de partenariat pour le développement de l'hydrogène décarboné en France et à l'international (*cf.* CP du 5 juin 2018 et section 1.3.2.2 « Production très bas carbone »).

5.1.3.1.2 Services Énergétiques Groupe

- Edison, à travers sa filiale Fenice, a acquis le contrôle de Zephyro SpA. et a lancé une offre publique d'achat (*cf.* CP du 2 juillet 2018).
- Dalkia, qui détenait 75 % de Dalkia Wastenergy (anciennement Tiru), a acquis les 25 % d'actions détenues jusqu'alors par le groupe Engie (*cf.* CP du 30 mars 2018 disponible sur le site Internet www.dalkia.fr).

5.1.3.1.3 Filière nucléaire

- Projet EPR de Flamanville 3 :
  - soudures du circuit secondaire principal de l'EPR de Flamanville : EDF a mis en place des actions correctives et a ajusté le planning ainsi que l'objectif de coût de construction (*cf.* CP du 25 juillet 2018 et note 3.10 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018) ;
  - le début des essais dits « à chaud » est désormais prévu pour la deuxième quinzaine de février (*cf.* CP du 21 janvier 2019 et note 3.10 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018) ;
  - l'ASN se prononcera sur le programme de validation des soudures du circuit secondaire principal en mai prochain. Un point précis sur l'avancement du chantier EPR de Flamanville, notamment sur son calendrier et son coût de construction, sera donc effectué après la publication de l'avis de l'ASN (*cf.* CP du 31 janvier 2019).
- Le premier des deux EPR de la centrale nucléaire de Taishan en Chine est entré en exploitation commerciale (*cf.* CP du 14 décembre 2018 et note 3.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018).
- EDF et Nawah ont signé un accord-cadre pour accompagner l'exploitation et la maintenance de la centrale nucléaire de Barakah aux Émirats Arabes Unis (*cf.* CP du 22 novembre 2018).
- EDF et GE ont signé un accord de coopération stratégique dans le cadre du projet de construction de 6 EPR en Inde (*cf.* CP du 26 juin 2018).

5.1.3.2 Plan de cession d'actifs

- EDF a cédé un portefeuille de plus de 200 actifs à usage de bureaux et d'activité à Colony Capital (*cf.* CP du 29 novembre 2018 et note 3.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018).
- EDF a finalisé la cession de sa participation au capital de Dunkerque LNG (*cf.* CP du 30 octobre 2018 et note 3.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018).

5.1.3.3 Structure financière

- EDF a finalisé la syndication d'une ligne de crédit innovante indexée sur des critères ESG (*cf.* CP du 27 novembre 2018 et note 3.7 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018).
- EDF a annoncé le succès de l'opération de refinancement de certaines souches d'obligations hybrides (*cf.* CP du 3 octobre 2018 et notes 3.5 et 3.6 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018).
- EDF a levé 1,25 milliard d'euros avec une émission obligataire hybride et a lancé avec succès une émission obligataire senior de 1 milliard d'euros (*cf.* CP du 25 septembre 2018 et notes 3.4 et 3.5 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018).
- EDF a levé 3,75 milliards de dollars US avec une émission obligataire senior multitranches en dollars US (*cf.* CP du 19 septembre 2018 et note 3.4 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018).

5.1.3.4 Environnement réglementaire

Dans l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018, les évolutions réglementaires sont détaillées dans les notes suivantes :

- note 4.1 « Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) » ;
- note 4.2 « Tarifs réglementés de ventes d'électricité en France (TRV - tarifs bleus) » ;
- note 4.3 « Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE) » ;
- note 4.4 « Compensation des charges de Service Public de l'Énergie (CSPE) » ;
- note 4.5 « Mécanisme de capacité » ;
- note 4.6 « Certificats d'économie d'énergie (CEE) » ;
- note 4.7 « ARENH ».

5.1.3.5 Autres événements marquants

- Philippe Sasseigne a été nommé Directeur Exécutif en charge de la Direction du Parc Nucléaire et Thermique (*cf.* CP du 8 février 2019).
- EDF a annoncé le paiement d'un acompte sur dividende en numéraire de 0,15 euro par action au titre de l'exercice 2018 (*cf.* CP du 6 novembre 2018 et note 27.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018).
- Résultat de l'option pour le paiement du solde du dividende en actions au titre de l'exercice 2017 (*cf.* CP du 15 juin 2018 et note 27.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018).
- Nomination de Bruno Bensasson au sein du Comité exécutif du groupe EDF en tant que Directeur Exécutif Groupe en charge du pôle Énergies Renouvelables (*cf.* CP du 30 mars 2018).
- Edison a finalisé l'acquisition d'Edison Énergie (ex Gas Natural Vendita Italia) (*cf.* CP du 22 février 2018 et note 5.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018).

5.1.4 ANALYSE DE L'ACTIVITÉ ET DU COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ POUR 2017 ET 2018

La présentation et les commentaires du compte de résultat consolidé pour 2017 et 2018 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, EDF Renouvelables [1], Dalkia, Framatome [2], Royaume-Uni, Italie, Autre international et Autres métiers). Le résultat d'exploitation et le résultat net font l'objet d'une analyse globale.

En 2018, compte tenu de ses enjeux stratégiques, le Groupe a fait évoluer son information sectorielle et présente de façon distincte EDF Renouvelables et Dalkia, précédemment inclus dans le segment « Autres métiers ». Les segments retenus par le Groupe sont détaillés dans la note 6.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018.

(en millions d'euros)	2018	2017 [1]
Chiffre d'affaires	**68 976**	**64 892**
Achats de combustible et d'énergie	(33 012)	(32 901)
Autres consommations externes	(9 364)	(8 739)
Charges de personnel	(13 690)	(12 456)
Impôts et taxes	(3 697)	(3 541)
Autres produits et charges opérationnels	6 052	6 487
Excédent brut d'exploitation	**15 265**	**13 742**
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de *trading*	(224)	(355)
Dotations aux amortissements	(9 006)	(8 537)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(50)	(58)
(Pertes de valeur)/reprises	(598)	(518)
Autres produits et charges d'exploitation	(105)	1 363
Résultat d'exploitation	**5 282**	**5 637**
Coût de l'endettement financier brut	(1 716)	(1 778)
Effet de l'actualisation	(3 486)	(2 959)
Autres produits et charges financiers	393	2 501
Résultat financier	**(4 809)**	**(2 236)**
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	**473**	**3 401**
Impôts sur les résultats	149	(147)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des co-entreprises	569	35
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ	**1 191**	**3 289**
Dont résultat net - part du Groupe	1 177	3 173
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	14	116
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION *(EN EUROS)*		
Résultat par action	0,20	0,98
Résultat dilué par action	0,20	0,98

(1) Les données publiées au 31 décembre 2017 ont été retraitées de l'impact lié à l'application de la norme IFRS 15 portant sur le chiffre d'affaires. En revanche, l'application au 1er janvier 2018 de la norme IFRS 9 n'a pas été retraitée en 2017, conformément à l'approche simplifiée d'IFRS 9.

5.1.4.1 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires consolidé est en croissance de 6,3 % et en hausse organique de 4,0 % par rapport à 2017.

5.1.4.1.1 Évolution du chiffre d'affaires Groupe

(en millions d'euros)	2018	2017 [1]	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	**68 976**	**64 892**	**4 084**	**+ 6,3**	**+ 4,0**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2017 ont été retraitées de l'impact lié à l'application de la norme IFRS 15 portant sur le chiffre d'affaires.

Le **chiffre d'affaires** s'élève à 68 976 millions d'euros en 2018, en hausse de 4 084 millions d'euros (+ 6,3 %). Hors effets de change (- 203 millions d'euros), résultant principalement de la dépréciation de la livre sterling, du dollar américain et du real brésilien face à l'euro et hors effets de périmètre (+ 1 713 millions d'euros) liés principalement à l'acquisition de Framatome et à la cession des actifs d'EDF Polska, le chiffre d'affaires est en hausse organique de + 4,0 %.

(1) EDF Renouvelables, ex EDF Énergies Nouvelles.

(2) Framatome est intégrée au périmètre de consolidation depuis le 31 décembre 2017. L'intégralité du résultat 2018 de l'entité est présenté en effet périmètre.

5.1.4.1.2 Évolution du chiffre d'affaires par segment

La ventilation du chiffre d'affaires est faite aux bornes des segments, hors éliminations inter-segments.

(en millions d'euros)	2018	2017 [1]	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
France - Activités de production et commercialisation [2]	26 096	25 084	1 012	+ 4,0	+ 4,0
France - Activités régulées [3]	16 048	15 836	212	+ 1,3	+ 1,3
EDF Renouvelables	1 505	1 280	225	+ 17,6	+ 8,4
Dalkia	4 189	3 751	438	+ 11,7	+ 8,5
Framatome	3 313	-	3 313	-	-
Royaume-Uni	8 970	8 688	282	+ 3,2	+ 3,9
Italie	8 507	7 722	785	+ 10,2	+ 6,2
Autre international	2 411	3 166	(755)	- 23,8	+ 3,4
Autres métiers	2 601	2 475	126	+ 5,1	+ 5,3
Éliminations inter-segments	(4 664)	(3 110)	(1 554)	+ 50,0	+ 4,2
CHIFFRE D'AFFAIRES DU GROUPE	**68 976**	**64 892**	**4 084**	**+ 6,3**	**+ 4,0**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2017 ont été retraitées de l'impact lié à l'application de la norme IFRS 15 portant sur le chiffre d'affaires et de l'évolution de l'information sectorielle (IFRS 8).
(2) Activités de production, de commercialisation et d'optimisation en métropole, ainsi que les ventes de prestations d'ingénierie et de conseil.
(3) Activités qui regroupent les activités de distribution en métropole, assurées par Enedis [1], 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).

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 26 096 millions d'euros, en hausse organique de 1 012 millions d'euros (+ 4,0 %) par rapport à 2017.

La revente des obligations d'achat connaît une évolution positive en raison de la hausse de la production d'électricité d'origine renouvelable et de la hausse des prix de marché avec un impact positif sur le chiffre d'affaires estimé à + 606 millions d'euros (effet neutre en EBE avec le mécanisme de compensation par la CSPE des charges liées aux obligations d'achat).

Les conditions de marché aval ont un effet positif sur le chiffre d'affaires pour un montant estimé à + 220 millions d'euros dans la mesure où l'effet négatif de l'érosion des ventes aux clients finals en électricité est plus que compensé par des effets prix électricité favorables et par la croissance du chiffre d'affaires commercialisation gaz.

Les ventes de certificats de capacité ont un impact positif de + 55 millions d'euros par rapport à 2017.

Les évolutions de la part hors acheminement des tarifs réglementés de ventes [2] ont un effet positif d'environ + 48 millions d'euros.

Les volumes ARENH vendus et le solde des achats et des ventes sur le marché de gros, hors climat, demande et pertes clients, ont un impact négatif sur le chiffre d'affaires estimé à - 203 millions d'euros.

Bilan électrique

La production nucléaire s'établit à 393,2 TWh à fin décembre 2018 en hausse de 14,1 TWh par rapport à 2017. Cette hausse de la production s'explique par une meilleure disponibilité du parc en 2018 par rapport à 2017 qui avait été marquée par plusieurs arrêts de réacteurs liés notamment aux dossiers de fabrication de l'usine du Creusot, par la problématique de « ségrégation carbone » et par l'arrêt provisoire des quatre unités de production de la centrale de Tricastin.

La production hydraulique s'élève à 46,5 TWh [3], en hausse de 25,4 % (+ 9,4 TWh) par rapport à 2017. Cette hausse s'explique par une hydraulicité très défavorable en 2017 et favorable en 2018 (voir section 2.3 « Conditions climatiques : températures et pluviométrie »).

Les centrales thermiques ont été moins fortement sollicitées. Leur production, en baisse de 5,1 TWh par rapport à 2017, atteint 11,0 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 17,0 TWh, dont 13,1 TWh liés à l'impact des pertes de clients.

EDF a été vendeur net sur les marchés de gros de 78,6 TWh. La hausse des ventes nettes sur les marchés par rapport à 2017 de + 26,1 TWh s'explique par une production nucléaire et hydraulique plus favorable, ainsi que par une croissance de l'approvisionnement au titre des obligations d'achats.

5.1.4.1.2.2 France - Activités régulées

Le chiffre d'affaires du segment **France - Activités régulées** s'élève à 16 048 millions d'euros, en hausse organique de 212 millions d'euros (+ 1,3 %) par rapport à 2017.

Il bénéficie essentiellement, pour Enedis, d'effets favorables liés à la hausse du TURPE 5 distribution pour 242 millions d'euros [4] et au chiffre d'affaires associé aux prestations de raccordement au réseau pour 37 millions d'euros.

5.1.4.1.2.3 EDF Renouvelables

Le chiffre d'affaires d'**EDF Renouvelables** s'élève à 1 505 millions d'euros, en hausse organique de 107 millions d'euros (+ 8,4 %) par rapport à 2017.

Cette évolution est principalement liée aux mises en service intervenues en 2017 dans l'éolien et le solaire, qui contribuent à une hausse organique de 10,2 % du chiffre d'affaires de la production, les cessions de parcs (avec changement de contrôle) ayant été plutôt réalisées en fin d'année 2018.

5.1.4.1.2.4 Dalkia

Le chiffre d'affaires de **Dalkia** contribue à hauteur de 4 189 millions d'euros au chiffre d'affaires du Groupe en 2018, en hausse organique de 319 millions d'euros (+ 8,5 %) par rapport à 2017.

Cette croissance s'explique principalement par l'effet positif de la hausse du prix des combustibles, par l'évolution favorable des indices de révision des contrats de services et par la signature ou le renouvellement de contrats, comme par exemple la création d'un réseau de chaleur à Perpignan et Montbéliard ou le contrat d'efficacité énergétique signé pour 15 ans avec le CHU de Saint-Étienne.

(1) Enedis est une filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du Code de l'énergie.
(2) Évolutions tarifaires de +1,7 % au 1er août 2017 sur les tarifs bleus résidentiels et non résidentiels (intégrant notamment l'indexation du TURPE 5 distribution de + 2,71 % au 1er août 2017) et évolutions tarifaires 2018 (+ 0,7 % pour les tarifs bleus résidentiels et + 1,6 % pour les tarifs bleus non résidentiels le 1er février 2018 et - 0,5 % pour les tarifs bleus résidentiels et + 1,1 % pour les tarifs bleus non résidentiels le 1er août 2018), et intégrant notamment l'indexation du TURPE 5 distribution de - 0,21 % au 1er août 2018.
(3) La production hydraulique après déduction des volumes pompés représente 39,2 TWh en 2018 (30,0 TWh en 2017).
(4) Indexation du TURPE 5 distribution de + 2,71 % au 1er août 2017 et de - 0,21 % au 1er août 2018.

5.1.4.1.2.5 Framatome [1]

Le chiffre d'affaires de **Framatome** s'élève à 3 313 millions d'euros. Une part significative du chiffre d'affaires est réalisée avec le Groupe.

Les prises de commandes s'élèvent à 3 milliards d'euros en 2018 (dont plus de 60 % réalisées hors Groupe).

Framatome connaît une activité soutenue sur l'activité « Combustible » avec des réalisations notables en 2018 à l'instar de la livraison du premier lot de tubes de gainage de combustible pour le réacteur « Hualong-1 » de la centrale nucléaire de Fuqing. Framatome a également remporté de nouveaux contrats auprès de Vattenfall pour la livraison de recharges d'assemblages de combustible. En revanche, l'activité « Base installée » connaît un léger ralentissement, notamment aux États-Unis.

Grâce à l'acquisition de l'offre de solutions de contrôle-commande nucléaire (I & C) de Schneider Electric en Amérique du Nord en février 2018, Framatome développe son expertise d'ingénierie et élargit son portefeuille de solutions d'I & C. Un système complet de contrôle-commande a été fourni pour la centrale n° 3 de Tianwan (réacteur à eau pressurisée de type VVER avec une capacité installée nette de 1 000 MW). En Suède, Framatome a achevé avec succès la mise en service d'un projet de modernisation du système de contrôle commande (I & C) de sûreté de l'unité 3 de la centrale nucléaire de Forsmark.

5.1.4.1.2.6 Royaume-Uni

La contribution du **Royaume-Uni** au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 8 970 millions d'euros en 2018, en hausse de 282 millions d'euros par rapport à 2017. La dépréciation de la livre sterling vis-à-vis de l'euro a eu un impact défavorable de 82 millions d'euros par rapport à 2017. Hors effets de change et de périmètre, le chiffre d'affaires est en hausse organique de 3,9 % par rapport à 2017.

L'évolution positive du chiffre d'affaires reflète les hausses des tarifs et des prix sur le marché résidentiel et professionnel et la hausse des volumes vendus aux clients professionnels en électricité. Cette croissance est partiellement atténuée par la baisse des volumes vendus sur les marchés de gros en raison d'une diminution de la production nucléaire et par la réduction des volumes vendus aux clients résidentiels en électricité liée à la diminution du nombre de compte clients.

5.1.4.1.2.7 Italie

La contribution de l'**Italie** au chiffre d'affaires du Groupe est de 8 507 millions d'euros, en hausse organique de 478 millions d'euros (+ 6,2 %) par rapport à 2017.

Le chiffre d'affaires de l'activité exploration-production est en croissance notamment grâce à l'évolution favorable du prix du Brent et du gaz.

Dans les activités électricité, le chiffre d'affaires est en croissance en raison principalement de la hausse des volumes vendus sur le segment des professionnels et de la croissance de la production hydraulique.

5.1.4.1.2.8 Autre international

Le segment **Autre international** regroupe principalement les activités en Belgique, aux États-Unis, au Brésil et en Asie (Chine, Vietnam et Laos).

Le chiffre d'affaires de ce segment s'élève à 2 411 millions d'euros en 2018, en baisse de 755 millions d'euros par rapport à 2017. Hors effets de change (- 81 millions d'euros) et effets de périmètre (- 783 millions d'euros liés principalement à la cession des actifs d'EDF Polska en 2017), le chiffre d'affaires est en hausse organique de + 3,4 % par rapport à 2017.

- En **Belgique** [2], le chiffre d'affaires s'élève à 1 806 millions d'euros, en hausse organique (+ 3,1 %) par rapport à 2017. Cette évolution tient compte d'une augmentation des prix et d'une baisse des volumes dans l'activité de commercialisation en lien avec une forte intensité concurrentielle. Concernant la production, les capacités éoliennes sont en augmentation pour atteindre 440 MW, soit + 17 % par rapport à fin décembre 2017. La production reste affectée par les arrêts prolongés de réacteurs nucléaires opérés par le groupe Engie. Les services poursuivent leur développement entamé en 2015.
- Au **Brésil**, le chiffre d'affaires s'élève à 422 millions d'euros, en hausse organique de + 9,5 % par rapport à 2017. L'impact favorable de la mise en place de la taxe ICMS facturée sur les ventes du PPA (neutre en EBE) est partiellement compensé par la baisse des ventes sur le marché *spot*.

5.1.4.1.2.9 Autres métiers

Les **Autres métiers** regroupent notamment EDF Trading et les activités gazières.

Le chiffre d'affaires de ce segment s'élève à 2 601 millions d'euros en 2018, en hausse organique de 130 millions d'euros par rapport à 2017.

Le chiffre d'affaires d'EDF Trading, qui s'élève à 873 millions d'euros, est en forte hausse organique de 47,8 %. Cette évolution reflète des conditions de volatilité sur les marchés des commodités dont EDF Trading a tiré parti, un effet climat positif et des épisodes de tensions favorables sur l'équilibre offre-demande en Europe et aux États-Unis. Les activités liées au GNL (Gaz Naturel Liquéfié) contribuent aussi à cette performance, tirées par la demande asiatique et le contexte de prix haussier sur le pétrole jusqu'à fin septembre 2018.

5.1.4.2 Excédent brut d'exploitation (EBE)

L'EBE est en hausse de 11,1 % et en croissance organique de 11,3 % par rapport à 2017.

(en millions d'euros)	2018	2017 [1]	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	**68 976**	**64 892**	**4 084**	**+ 6,3**	**+ 4,0**
Achats de combustible et d'énergie	(33 012)	(32 901)	(111)	+ 0,3	+ 1,0
Autres consommations externes	(9 364)	(8 739)	(625)	+ 7,2	+ 0,1
Charges de personnel	(13 690)	(12 456)	(1 234)	+ 9,9	- 0,6
Impôts et taxes	(3 697)	(3 541)	(156)	+ 4,4	+ 3,3
Autres produits et charges opérationnels	6 052	6 487	(435)	- 6,7	- 9,7
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION (EBE)	**15 265**	**13 742**	**1 523**	**+ 11,1**	**+ 11,3**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2017 ont été retraitées de l'impact lié à l'application de la norme IFRS 15 portant sur le chiffre d'affaires.

(1) Framatome est intégrée au périmètre de consolidation depuis le 31 décembre 2017. L'intégralité du résultat 2018 de l'entité est présentée en effet périmètre.
(2) La Belgique comprend EDF Luminus et EDF Belgium.

5.1.4.2.1 Évolution et analyse de l'EBE Groupe

L'**excédent brut d'exploitation** consolidé du Groupe s'élève à 15 265 millions d'euros en 2018, en hausse de 11,1 % par rapport à 2017. Hors effets de change (- 58 millions d'euros) et hors effets de périmètre (+ 26 millions d'euros), l'EBE est en hausse organique de 11,3 %.

Les **achats de combustible et d'énergie** du Groupe s'établissent à 33 012 millions d'euros en 2018, en hausse de 111 millions d'euros par rapport à 2017 (+ 0,3 %). La hausse organique est de 344 millions d'euros (+ 1,0 %) :

- sur les segments **France - Activités de production et commercialisation** et **France - Activités régulées**, les achats de combustibles et d'énergie s'élèvent à 17 935 millions d'euros, en baisse organique de 760 millions d'euros (- 4,1 %) par rapport à 2017 principalement du fait de la hausse de la production nucléaire et hydraulique et de la baisse des prix d'achat pour répondre, notamment, à la demande ARENH ;
- au **Royaume-Uni**, la hausse organique constatée pour 468 millions d'euros (+ 8,7 %) est principalement liée à l'augmentation des coûts réglementaires et à la hausse des prix de l'énergie et des coûts du charbon ;
- en **Italie**, la hausse organique de 566 millions d'euros (+ 9,5 %), est essentiellement liée, pour l'activité électricité, à l'augmentation des volumes, des coûts d'acheminement et des services réseau et, pour l'activité hydrocarbures, à la hausse du prix du gaz et du Brent.

Les **autres consommations externes** du Groupe s'élèvent à 9 364 millions d'euros, en hausse de 625 millions d'euros par rapport à 2017 (+ 7,2 %). Hors effets de change (+ 26 millions d'euros) et hors effets de périmètre (- 646 millions d'euros) liés principalement à l'acquisition de Framatome, les autres consommations externes restent stables en organique (+ 5 millions d'euros) malgré la croissance de l'activité notamment dans le renouvelable et les services :

- sur les segments **France - Activités de production et commercialisation** et **France - Activités régulées**, les autres consommations externes s'élèvent à 4 638 millions d'euros. La baisse organique de 216 millions d'euros (soit - 4,4 %) reflète notamment la poursuite des efforts de réduction des coûts dans le cadre des plans de performance sur l'ensemble des activités ;
- la hausse organique des autres consommations externes **d'EDF Renouvelables** pour 67 millions d'euros concerne principalement les activités de services aux États-Unis en croissance et les coûts de développement ;
- **Dalkia** enregistre une hausse organique des autres consommations externes de 112 millions d'euros qui s'explique par le développement de ses activités de services.

Les **charges de personnel** du Groupe s'établissent à 13 690 millions d'euros, en hausse de 1 234 millions d'euros par rapport à 2017. Hors effets de change (+ 25 millions d'euros) et hors effets de périmètre (- 1 336 millions d'euros liés principalement à l'acquisition de Framatome), les charges de personnel sont en baisse organique de 0,6 % :

- sur le segment **France - Activités de production et commercialisation**, les charges de personnel s'élèvent à 6 013 millions d'euros en baisse de 177 millions d'euros par rapport à 2017, traduisant les efforts de maîtrise de la masse salariale. Les effectifs moyens sont en baisse de 3,1 % [1] en 2018 dans l'ensemble des métiers ;
- sur le segment **France - Activités régulées**, les charges de personnel s'élèvent à 3 141 millions d'euros. Elles sont en diminution de 17 millions d'euros avec une stabilité des effectifs moyens par rapport à 2017 ;
- **Dalkia** enregistre une hausse organique des charges de personnel de 35 millions d'euros qui s'explique principalement par une augmentation des effectifs moyens liée au développement de ses activités de services.

Les **impôts et taxes** s'élèvent à 3 697 millions d'euros en 2018, en hausse de 156 millions d'euros par rapport à 2017 soit + 4,4 % (+ 3,3 % en croissance organique) :

- la hausse provient essentiellement du segment **France - Activités de production et commercialisation** en augmentation de 50 millions d'euros du fait de la hausse des taxes corrélées à la valeur ajoutée.

Les **autres produits et charges opérationnels** correspondent à un produit net de 6 052 millions d'euros en 2018, en baisse de 435 millions d'euros par rapport à 2017 et en variation organique de - 629 millions d'euros (- 9,7 %) :

- sur le segment **France - Activités de production et commercialisation**, la baisse du produit net pour 816 millions d'euros est notamment liée à la hausse du coût de l'obligation des certificats d'économie d'énergie, à divers mouvements de provisions et à des éléments positifs enregistrés en 2017, sans équivalent en 2018 ;
- le segment **Autres métiers,** enregistre une hausse organique de 115 millions d'euros provenant principalement de la cession d'actifs immobiliers en France.

5.1.4.2.2 Évolution et analyse de l'EBE par segment

(en millions d'euros)	2018	2017 [1]	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
France - Activités de production et commercialisation	6 327	4 896	1 431	+ 29,2	+ 29,2
France - Activités régulées	4 916	4 898	18	+ 0,4	+ 0,4
EDF Renouvelables	856	751	105	+ 14,0	+ 4,1
Dalkia	292	259	33	+ 12,7	+ 12,0
Framatome	202	-	202	-	-
Royaume-Uni	783	1 035	(252)	- 24,3	- 15,4
Italie	791	910	(119)	- 13,1	- 12,7
Autre international	240	457	(217)	- 47,5	- 3,1
Autres métiers	858	536	322	+ 60,1	+ 62,1
EBE GROUPE	**15 265**	**13 742**	**1 523**	**+ 11,1**	**+ 11,3**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2017 ont été retraitées de l'évolution de l'information sectorielle (IFRS 8).

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 6 327 millions d'euros. Il est en hausse organique de 1 431 millions d'euros (+ 29,2 %) par rapport à 2017.

L'augmentation de la production hydraulique et de la production nucléaire a un impact très favorable estimé à + 1 079 millions d'euros sur l'EBE. Les meilleures conditions sur les marchés de gros contribuent à une amélioration de l'EBE estimée de + 413 millions d'euros.

Les conditions de marché [2] aval ont un impact positif de + 150 millions d'euros par rapport à 2017. En effet, l'évolution positive des prix sur les nouvelles offres de marché compense l'érosion des parts de marché (- 13,1 TWh).

L'évolution des prix ainsi que la fin de la composante de rattrapage tarifaire sur le niveau des tarifs réglementés de vente hors composante CEE, conduisent à une baisse estimée de l'EBE de - 152 millions d'euros par rapport à 2017.

(1) Hors apprentis et contrats d'alternance.
(2) Hors composante CEE sur les offres de marché.

Dans le cadre du plan de performance, les charges opérationnelles [1] ont diminué de 313 millions d'euros, soit - 3,5 %, grâce à la maîtrise des achats et de la masse salariale. Ces actions sont engagées dans toutes les entités, avec notamment une baisse du coût des fonctions support et des activités commerciales, et une baisse des coûts opérationnels des parcs nucléaire, hydraulique et thermique.

Enfin, divers éléments pèsent sur l'EBE à hauteur de - 372 millions d'euros, principalement en lien avec la hausse des taxes corrélées à la valeur ajoutée (CVAE), divers mouvements de provisions et des éléments positifs enregistrés en 2017, sans équivalent en 2018.

5.1.4.2.2.2 France - Activités régulées

L'EBE du segment **France - Activités régulées** s'élève à 4 916 millions d'euros. Il est en hausse organique de 18 millions d'euros (+ 0,4 %) par rapport à 2017.

L'EBE bénéficie des indexations favorables du TURPE 5 [2]. pour un montant estimé de + 68 millions d'euros.

Les effets favorables liés à la croissance de l'activité de prestations de raccordement au réseau (notamment producteur) pour + 37 millions d'euros et la réduction des charges opérationnelles pour + 38 millions d'euros ont eu un impact positif sur l'EBE.

En revanche, l'effet climat défavorable, l'effet prix négatif sur les achats de pertes et la prise en compte du risque d'une modification des contributions d'Enedis et d'Électricité de Strasbourg au fonds de péréquation de l'électricité (FPE) au titre de la période 2012-2018, génèrent ensemble une baisse de l'EBE pour - 125 millions d'euros.

5.1.4.2.2.3 EDF Renouvelables

La contribution **d'EDF Renouvelables** à l'EBE du Groupe s'élève à 856 millions d'euros, en hausse organique de 31 millions d'euros (+ 4,1 %) par rapport à 2017.

L'EBE de production est en augmentation organique de 15 % à 903 millions d'euros. Cette évolution est portée par une production qui s'élève à 15,2 TWh en 2018 grâce notamment aux mises en services fin 2017, des cessions (avec changement de contrôle) ayant été réalisées fin 2018.

En 2018, l'activité développement-vente d'actifs structurés représente une moindre contribution organique à l'EBE qu'en 2017. Les coûts de développement et des fonctions support sont en hausse pour notamment accompagner la croissance de l'activité.

Les capacités brutes mises en service par EDF Renouvelables en 2018 s'élèvent à 1,6 GW dont 0,9 GW en solaire. À fin 2018, les capacités nettes installées, en augmentation de 0,5 GW par rapport à fin décembre 2017, s'établissent à 8,3 GW (12,9 GW en brut). Le portefeuille brut de projets en construction s'élève à 2,4 GW dont 1,2 GW en éolien et 1,2 GW en solaire.

En 2018, EDF Renouvelables a cédé une participation minoritaire de 49 % dans vingt-quatre de ses parcs éoliens au Royaume-Uni. Cette opération est sans impact EBE, EDF Renouvelables en gardant le contrôle.

5.1.4.2.2.4 Dalkia

L'EBE de **Dalkia** s'établit à 292 millions d'euros, en hausse organique de 31 millions d'euros (+ 12,0 %). Cette évolution tient compte des difficultés rencontrées sur un contrat d'une filiale de Dalkia en 2017, sans équivalent en 2018. Corrigé de cet élément, l'EBE est en croissance organique de + 1,3 %. Cette évolution est portée par le renforcement de la compétitivité en lien avec le plan de performance opérationnelle et par la maîtrise des frais de structure. La signature ou le renouvellement de contrats commerciaux a un effet favorable sur l'EBE, notamment dans les domaines de la performance énergétique et des réseaux de chaleur. En revanche, des opérations de maintenance sur plusieurs installations importantes, le climat ainsi que l'évolution des prix ont eu un effet défavorable sur l'EBE.

5.1.4.2.2.5 Framatome [3]

L'EBE de **Framatome** s'élève à 465 millions d'euros (y compris la marge réalisée avec les entités du groupe EDF). La contribution de Framatome à l'EBE du Groupe s'élève à 202 millions d'euros en 2018.

Framatome connaît une activité soutenue sur l'activité « Combustible » avec des réalisations notables en 2018, et un léger ralentissement de l'activité « Base installée », notamment aux États-Unis.

L'EBE bénéficie notamment de la poursuite du plan de réduction des coûts opérationnels et de structure qui se déroule conformément aux prévisions. Par ailleurs, il intègre, en 2018, une charge ponctuelle de 42 millions d'euros en lien avec la revalorisation des stocks, effectuée dans le cadre de la détermination du bilan d'acquisition de Framatome.

5.1.4.2.2.6 Royaume-Uni

La contribution du **Royaume-Uni** à l'EBE du Groupe est de 783 millions d'euros en 2018, en baisse organique de 15,4 % par rapport à 2017.

L'EBE est impacté par le recul de la production nucléaire et par la baisse des prix nets réalisés du nucléaire, en partie liée aux rachats effectués du fait d'une moindre disponibilité du parc nucléaire dans un contexte de marché haussier. À fin 2018, la production nucléaire s'est établie à 59,1 TWh, en retrait de 4,8 TWh par rapport à 2017. Ce recul s'explique, notamment, par l'arrêt pour inspection d'Hunterston B et par la prolongation des arrêts de Dungeness B.

L'activité de commercialisation bénéficie, quant à elle, des hausses de tarifs résidentiels. En revanche, le portefeuille de clients particuliers recule (- 4,2 % par rapport à fin décembre 2017) dans un contexte de forte intensité concurrentielle.

5.1.4.2.2.7 Italie

La contribution de l'**Italie** à l'EBE du Groupe s'élève à 791 millions d'euros, en baisse organique de 12,7 % par rapport à 2017.

En 2017, l'EBE bénéficiait de la plus-value réalisée lors de la cession du siège d'Edison à Milan pour environ 100 millions d'euros. Corrigé de cet élément non récurrent, l'EBE est quasiment stable.

Dans les activités électricité, l'EBE s'accroît, essentiellement du fait de la bonne performance de la production hydraulique et de la performance obtenue dans les services système électriques. En revanche, la production éolienne baisse en lien avec un effet prix négatif. L'activité de commercialisation, principalement vers les clients professionnels, est en progression malgré la baisse des marges dans un contexte de concurrence accrue.

Dans les activités gaz, l'EBE est en recul du fait principalement d'un effet prix défavorable affectant la marge des contrats long terme.

L'activité exploration-production bénéficie d'effets prix et volumes positifs grâce à la hausse du prix du Brent, d'une part, et la mise en service d'un nouveau champ de production en Algérie, d'autre part.

5.1.4.2.2.8 Autre international

L'EBE du segment **Autre international** s'élève à 240 millions d'euros en 2018, en baisse organique de 14 millions d'euros (- 3,1 %) par rapport à 2017.

- En **Belgique**, l'EBE est en baisse organique de 8 millions d'euros (- 5,5 %). Les arrêts prolongés des 4 tranches nucléaires opérées par Engie dans lesquelles EDF Luminus détient une participation ont pénalisé l'EBE d'un montant estimé à 76 millions d'euros en 2018. La production thermique a en partie compensé cet effet et la production renouvelable a bénéficié de l'augmentation des capacités éoliennes installées, qui s'élèvent à 440 MW à fin décembre 2018 (soit + 17 % par rapport à fin décembre 2017). Les activités de commercialisation sont toujours marquées par un environnement très concurrentiel mais bénéficient de la croissance des activités de service.
- Au **Brésil**, l'EBE est en recul organique de 46 millions d'euros du fait principalement de l'interruption de l'approvisionnement gaz lié à des travaux sur le réseau de transport et des arrêts programmés en 2018 dans le cadre d'inspections majeures de la centrale d'EDF Norte Fluminense. Ces événements ont nécessité des achats importants sur le marché pour couvrir le *Power Purchase Agreement* (PPA) dans un contexte de marché haussier.

5.1.4.2.2.9 Autres métiers

Le segment **Autres métiers** contribue à l'EBE du Groupe à hauteur de 858 millions d'euros, en hausse organique de 333 millions d'euros (+ 62,1 %) par rapport à 2017.

(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) Indexation du TURPE 5 distribution de + 2,71 % au 1er août 2017 et de - 0,21 % au 1er août 2018 et du TURPE 5 transport de + 6,76 % au 1er août 2017 et de + 3,0 % au 1er août 2018.

(3) Framatome est intégrée au périmètre de consolidation depuis le 31 décembre 2017. L'intégralité du résultat 2018 de l'entité est présenté en effet périmètre.

L'EBE d'EDF Trading s'élève à 633 millions d'euros en 2018, en hausse organique de 263 millions d'euros (+ 73,5 %) par rapport à 2017. Cette évolution est consécutive à la hausse de la marge de *trading* telle que précisée au niveau du chiffre d'affaires en raison de fortes volatilités sur les marchés (voir section 5.1.4.1.2.9).

Par ailleurs, l'EBE du segment bénéficie d'une plus-value de cession significative réalisée dans le cadre de la dernière tranche du programme de cessions immobilières engagé en 2015.

5.1.4.3 Résultat d'exploitation

Le résultat d'exploitation est en baisse de 6,3 % par rapport à 2017.

(en millions d'euros)	2018	2017	Variation en valeur	Variation en %
EBE	**15 265**	**13 742**	**1 523**	**+ 11,1**
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières, hors activités de *trading*	(224)	(355)	131	- 36,9
Dotations aux amortissements	(9 006)	(8 537)	(469)	+ 5,5
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(50)	(58)	8	- 13,8
(Pertes de valeur)/reprises	(598)	(518)	(80)	+ 15,4
Autres produits et charges d'exploitation	(105)	1 363	(1 468)	- 107,7
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	**5 282**	**5 637**	**(355)**	**- 6,3**

Le **résultat d'exploitation** consolidé du Groupe s'élève à 5 282 millions d'euros en 2018, en baisse de 355 millions d'euros par rapport à 2017. Malgré la progression de l'EBE, cette évolution défavorable s'explique essentiellement par la cession de 49,9 % de CTE en 2017, sans équivalent en 2018, et par l'augmentation des dotations aux amortissements.

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 - 355 millions d'euros en 2017 à - 224 millions d'euros en 2018.

Cette évolution s'explique notamment en **Italie** par la renégociation des contrats gaz long terme ces dernières années permettant de réduire l'impact de la volatilité.

5.1.4.3.2 Dotations aux amortissements

Les dotations aux amortissements augmentent de 469 millions d'euros par rapport à 2017.

Le segment **France - Activités de production et commercialisation** a enregistré une hausse des dotations aux amortissements de 169 millions d'euros. Elle s'explique essentiellement par un effet volume lié aux mises en service sur le parc nucléaire. Cette hausse est partiellement compensée par l'impact de la fermeture des centrales thermiques fioul.

Le segment **France - Activités régulées** a enregistré une hausse des dotations aux amortissements de 145 millions d'euros, principalement du fait de la montée en puissance du projet Linky [(1)] et des investissements de raccordement et de renforcement de réseaux.

5.1.4.3.3 Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession

La baisse de 8 millions d'euros des dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession en 2018 par rapport à 2017 est attribuable au segment **France - Activités régulées**.

5.1.4.3.4 Pertes de valeur/reprises

En 2018, les pertes de valeur enregistrées s'élèvent à 598 millions d'euros (voir note 13 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018).

En 2017, les pertes de valeur enregistrées s'élevaient à 518 millions d'euros.

5.1.4.3.5 Autres produits et charges d'exploitation

En 2018, les autres produits et charges d'exploitation s'élèvent à - 105 millions d'euros et sont détaillés dans la note 14 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018.

En 2017, les autres produits et charges d'exploitation s'élevaient à 1 363 millions d'euros et comprenaient 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.

5.1.4.4 Résultat financier

(en millions d'euros)	2018	2017 [(1)]	Variation en valeur	Variation en %
Coût de l'endettement financier brut	(1 716)	(1 778)	62	- 3,5
Effet de l'actualisation	(3 486)	(2 959)	(527)	+ 17,8
Autres produits et charges financiers	393	2 501	(2 108)	- 84,3
RÉSULTAT FINANCIER	**(4 809)**	**(2 236)**	**(2 573)**	**+ 115,1**

(1) L'application au 1er janvier 2018 de la norme IFRS 9 n'a pas été retraitée en 2017, conformément à l'approche simplifiée d'IFRS 9.

Le résultat financier représente une charge de 4 809 millions d'euros en 2018, supérieure de 2 573 millions d'euros à celle de 2017. Cette évolution s'explique par :

- un coût de l'endettement financier brut en diminution de 62 millions d'euros. Les charges relatives aux émissions de 2018 et l'effet année pleine de celles d'octobre 2017 sont plus que compensées par la baisse des charges financières liée au remboursement d'une dette obligataire au cours de l'exercice ;
- une variation défavorable de l'effet de l'actualisation de 527 millions d'euros, en raison principalement d'une baisse du taux d'actualisation réel des provisions nucléaires en France au 31 décembre 2018 par rapport au 31 décembre 2017 (- 0,2 % en taux réel) plus prononcée que celle constatée au 31 décembre 2017 par rapport au 31 décembre 2016 (- 0,1 % en taux réel). Au 31 décembre 2018, le taux d'actualisation s'établit à 3,9 % prenant en compte un taux d'inflation moyen de 1,5 % (respectivement 4,1 % et 1,5 % au 31 décembre 2017, et 4,2 % et 1,5 % au 31 décembre 2016) ;

(1) Linky est un projet porté par Enedis, filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du Code de l'énergie

- une diminution de 2 108 millions d'euros des autres produits et charges financiers, en raison principalement des impacts associés aux actifs dédiés du fait notamment de la performance des actifs de croissance (actions et fonds actions) de - 7,0 % en 2018 contre + 12,7 % en 2017 en lien avec les évolutions défavorables de marché, soit au global :
  - des variations nettes de juste valeur de titres de dettes et de capitaux propres sur les actifs dédiés après couverture pour - 989 millions d'euros en 2018, après application d'IFRS 9,
  - des plus-values nettes de cessions réalisées relatives aux actifs dédiés d'EDF à hauteur de - 12 millions d'euros en 2018 (contre + 985 millions d'euros en 2017 avant application d'IFRS 9).

5.1.4.5 Impôts sur les résultats

L'impôt sur les résultats de + 149 millions d'euros en 2018, correspondant à un taux effectif d'impôt de - 31,5 % (contre - 147 millions d'euros en 2017, correspondant à un taux effectif d'impôt de + 4,3 %) est essentiellement lié à la diminution du résultat avant impôts des sociétés intégrées et à des éléments non récurrents.

Retraité de ces éléments non récurrents, le taux effectif d'impôt courant en 2018 est de + 25,7 %, contre + 18,1 % en 2017. L'augmentation du taux effectif d'impôt courant du Groupe entre 2018 et 2017 est principalement liée à l'impact favorable en 2017, sans équivalent en 2018, d'opérations de cession bénéficiant d'un taux réduit d'imposition.

5.1.4.6 Quote-part de résultat net des entreprises associées et des co-entreprises

Le Groupe enregistre un produit de 569 millions d'euros en 2018, contre un produit de 35 millions d'euros en 2017.

Cette variation de + 534 millions d'euros s'explique principalement par l'augmentation du résultat de CTE et par la dépréciation des actifs de CENG comptabilisée en 2017 pour 491 millions d'euros, sans équivalent en 2018.

La quote-part de résultat net des entreprises associées et des co-entreprises inclut en 2018 des pertes de valeur pour un montant total de 39 millions d'euros. Ces pertes de valeur sont détaillées dans la note 23 « Participations dans les entreprises associées et les co-entreprises » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018.

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 14 millions d'euros en 2018, en baisse de 102 millions d'euros par rapport à 2017. Cette variation s'explique principalement par la cession des actifs d'EDF Polska en 2017 et par la diminution, au Royaume-Uni, des revenus de Centrica au titre de l'activité de production nucléaire en raison de la baisse de la production nucléaire et des prix nets réalisés du nucléaire.

5.1.4.8 Résultat net part du Groupe

Le résultat net part du Groupe s'élève à 1 177 millions d'euros en 2018, en baisse de 1 996 millions d'euros par rapport à 2017, soit - 62,9 %, en raison notamment de la plus-value sur CTE réalisée en 2017, sans équivalent en 2018, et de la dégradation des marchés financiers impactant significativement le résultat financier.

5.1.4.9 Résultat net courant

Le résultat net courant [(1)] s'établit à 2 452 millions d'euros en 2018, en baisse de 13,1 % par rapport à 2017, en raison de plus-values significatives sur les actifs financiers en 2017, sans équivalent en 2018.

(1) Résultat net hors éléments non récurrents, hors variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading et hors variations nettes de juste valeur de titres de dettes et de capitaux propres nets d'impôts. Montant des éléments non récurrents, des variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading et des variations nettes de juste valeur de titres de dettes et de capitaux propres nets d'impôts :
- 385 millions d'euros pour divers risques et dépréciations en 2018 contre + 617 millions d'euros en 2017 ;
- 145 millions d'euros de variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading nets d'impôt en 2018, contre - 264 millions d'euros en 2017.
- 745 millions d'euros de variations nettes de juste valeur de titres de dettes et de capitaux propres en 2018 (IFRS 9).

5.1.5 FLUX DE TRÉSORERIE ET ENDETTEMENT FINANCIER NET

5.1.5.1 Flux de trésorerie

(en millions d'euros)	2018	2017	Variation en valeur	Variation en %
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	**13 364**	**11 663**	**1 071**	**+ 14,6**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	**(17 165)**	**(11 713)**	**(5 452)**	**+ 46,5**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	**3 530**	**712**	**2 818**	**n. a.**
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET DES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	**(271)**	**662**	**(933)**	**n. a.**
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture	**3 692**	**2 893**	**799**	**+ 27,6**
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(271)	662	(933)	n. a.
Incidence des variations de change	(95)	(13)	(82)	n. a.
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie	13	21	(8)	- 38,1
Incidence des reclassements	(49)	129	(178)	n. a.
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	**3 290**	**3 692**	**(401)**	**- 10,9**

n. a. : non applicable.

5.

5.1.5.1.1 Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation

(en millions d'euros)	2018	2017	Variation en valeur	Variation en %
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	**473**	**3 401**	**(2 928)**	**- 86,1**
Pertes de valeur/(reprises)	598	518	80	+ 15,4
Amortissements, provisions et variations de juste valeur	13 180	9 980	3 200	+ 32,1
Produits et charges financiers	729	764	(35)	- 4,6
Dividendes reçus des entreprises associées et des co-entreprises	387	243	144	+ 59,3
Plus ou moins-values de cessions	(1 014)	(2 739)	1 725	- 63,0
Variation du besoin en fonds de roulement	462	1 476	(1 014)	- 68,7
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	**14 815**	**13 643**	**1 172**	**+ 8,6**
Frais financiers nets décaissés	(1 062)	(1 209)	147	- 12,2
Impôts sur le résultat payés	(389)	(771)	382	- 49,5
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	**13 364**	**11 663**	**1 701**	**+ 14,6**

Les flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation en 2018 s'élèvent à 13 364 millions d'euros, en hausse de 1 701 millions d'euros par rapport à 2017.

Cette variation traduit une hausse de 1 172 millions d'euros des flux de trésorerie nets générés par l'exploitation, qui provient :

- du résultat avant impôts des sociétés intégrées corrigé des pertes de valeur et des amortissements, provisions et variations de juste valeur, dont le total s'élève à 14 251 millions d'euros en 2018 contre 13 899 millions d'euros en 2017, soit une augmentation de 352 millions d'euros par rapport à 2017 ;
- de la baisse de la variation du besoin en fonds de roulement (- 1 014 millions d'euros par rapport à 2017) ;
- la baisse des plus-values de cession (+ 1 725 millions d'euros par rapport à 2017 correspondant essentiellement à la cession de 49,9 % des parts de CTE pour 1 462 millions d'euros en 2017).

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 17 165 millions d'euros en 2018, à comparer à 11 713 millions d'euros en 2017. 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)	2018	2017	Variation en valeur	Variation en %
Acquisitions d'immobilisations incorporelles et corporelles	(16 186)	(14 747)	(1 439)	+ 9,8
Cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles	611	1 140	(529)	- 46,4
Investissements incorporels et corporels nets	**(15 575)**	**(13 607)**	**(1 968)**	**+ 14,5**
Investissements en titres de participation sous déduction de la trésorerie acquise	(484)	(2 463)	1 979	- 80,3
Cessions de titres de participation sous déduction de la trésorerie cédée	1 261	2 472	(1 211)	- 49,0
Variations d'actifs financiers	(2 367)	1 885	(4 252)	n. a.
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT	**(17 165)**	**(11 713)**	**(5 452)**	**+ 46,5**

n. a. : non applicable.

Investissements incorporels et corporels nets

Les investissements incorporels et corporels nets s'élèvent à 15 575 millions d'euros en 2018, en hausse de 1 968 millions d'euros (+ 14,5 %) par rapport à 2017.

Les investissements incorporels et corporels nets du Groupe ont évolué comme suit :

(en millions d'euros)	2018	2017	Variation en valeur	Variation en %
France - Activités de production et commercialisation	5 507	5 822	(315)	- 5,4
France - Activités régulées	4 308	3 995	313	+ 7,8
EDF Renouvelables	1 898	756	1 142	n. a.
Dalkia	385	352	33	+ 9,4
Framatome	261	-	261	n. a.
Royaume-Uni	2 938	2 385	553	+ 23,2
Italie	407	182	225	n. a.
Autre international	199	309	(110)	- 35,6
Autres métiers	(328)	(194)	(134)	+ 69,1
INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS NETS	**15 575**	**13 607**	**1 968**	**+ 14,5**

n. a. : non applicable.

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 2018, les investissements en titres de participation sous déduction de la trésorerie acquise ont baissé de 1 979 millions d'euros par rapport à 2017 pour atteindre 484 millions d'euros. Cette variation est principalement liée à l'acquisition en 2017 de 75,5 % de Framatome pour 1 868 millions d'euros.

En 2018, les cessions nettes de titres de participation ont baissé de 1 211 millions d'euros par rapport à 2017 pour atteindre 1 261 millions d'euros. Cette variation est principalement liée à la cession en 2017 de 49,9 % des parts CTE pour 1 282 millions d'euros.

Variation d'actifs financiers

En 2018, la variation des actifs financiers est de - 2 367 millions d'euros et correspond principalement à des acquisitions d'actifs liquides (hors actifs dédiés).

En 2017, la variation des actifs financiers était de + 1 885 millions d'euros et correspondait principalement à des cessions d'actifs liquides (hors actifs dédiés).

5.1.5.1.3 Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement

(en millions d'euros)	2018	2017	Variation en valeur	Variation en %
Augmentation de capital EDF	-	4 005	(4 005)	-
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle [1]	1 548	481	1 067	n. a.
Dividendes versés par EDF	(511)	(109)	(402)	n. a.
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle	(183)	(183)	-	-
Achats/ventes d'actions propres	(3)	(6)	3	- 50,0
Flux de trésorerie avec les actionnaires	**851**	**4 188**	**(3 337)**	**- 79,7**
Émissions d'emprunts	5 711	2 901	2 810	+ 96,9
Remboursements d'emprunts	(2 844)	(6 304)	3 460	- 54,9
Émissions de titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI)	1 243	-	1 243	n. a.
Rachats de titres subordonnés à durée indéterminée	(1 329)	-	(1 329)	n. a.
Rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée	(584)	(565)	(19)	+ 3,4
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession	131	144	(13)	- 9,0
Subventions d'investissement reçues	351	348	3	+ 0,9
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement	**2 679**	**(3 476)**	**6 155**	**n. a.**
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT	**3 530**	**712**	**2 818**	**n. a.**

(1) Apports par augmentations ou réductions de capital et acquisitions d'intérêts complémentaires dans des sociétés contrôlées.
n. a. : non applicable.

En 2018, les opérations de financement se traduisent par un encaissement net de 3 530 millions d'euros, en hausse de 2 818 millions d'euros par rapport à 2017. Cette variation traduit principalement :

- l'émission d'obligations senior sur 3 tranches pour 3,75 milliards de dollars le 19 septembre 2018 et sur 1 tranche le 25 septembre 2018 pour 1 milliard d'euros ;
- des transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle en hausse de 1 067 millions d'euros. En 2018, les transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle comprennent un montant de 701 millions de livres sterling encaissés au titre de la cession à Dalmore Capital Limited and Pensions Infrastructure Platform de 49 % dans vingt-quatre parcs éoliens au Royaume-Uni (environ 550 MW) et un montant de 743 millions d'euros relatif à la part versée par CGN au titre des augmentations de capital de Hinkley Point C. 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 ;
- l'augmentation de capital EDF en 2017 pour 4 005 millions d'euros.

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 33 388 millions d'euros au 31 décembre 2018 à comparer à 33 015 millions d'euros au 31 décembre 2017.

(en millions d'euros)	2018	2017	Variation en valeur	Variation en %
Excédent brut d'exploitation	**15 265**	**13 742**	**1 523**	**+ 11,1**
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBE	(1 253)	(1 796)		
Frais financiers nets décaissés	(1 062)	(1 209)		
Impôt sur le résultat payé	(389)	(771)		
Autres éléments dont dividendes reçus des entreprises associées et des co-entreprises	383	221		
Cash-flow opérationnel (1)	**12 944**	**10 187**	**2 757**	**+ 27,1**
Variation du besoin en fonds de roulement net	462	1 476		
Investissements nets (2)	(12 107)	(9 810)		
Cash-flow après investissements nets	**1 299**	**1 853**		
Actifs dédiés	(501)	(1 171)		
Cash-flow avant dividendes (3)	**798**	**682**		
Dividendes versés en numéraire	(1 278)	(891)		
Cash-flow Groupe	**(480)**	**(209)**		
Autres variations monétaires	(111)	3 855		
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net, hors effet de change	**(591)**	**3 646**		
Effet de la variation de change	97	701		
Autres variations non monétaires	121	63		
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net	**(373)**	**4 410**		
Endettement financier net ouverture	**33 015**	**37 425**		
ENDETTEMENT FINANCIER NET CLÔTURE	**33 388**	**33 015**		

(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 Opérations (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 Groupe.

(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 12 944 millions d'euros en 2018 contre 10 187 millions d'euros en 2017, soit une augmentation de 2 757 millions d'euros (ou + 27,1 %).

Cette variation s'explique principalement par :

- la hausse de l'EBE (+ 1 523 millions d'euros) ;
- la baisse de l'impôt sur le résultat payé (- 389 millions d'euros en 2018 contre - 771 millions d'euros en 2017), principalement en lien avec la baisse du résultat fiscal du Groupe en France.

5.1.5.2.2 Variation du besoin en fonds de roulement

Le besoin en fonds de roulement (BFR) s'améliore de 462 millions d'euros sur l'année 2018.

Cette variation s'explique principalement par :

- des gains liés au plan d'amélioration du BFR essentiellement sur les stocks et les créances clients pour environ + 242 millions d'euros ;
- des effets favorables liés à la CSPE pour + 258 millions d'euros principalement en lien avec un excédent de compensation impacté par la hausse des prix de marché (diminution des charges relatives aux obligations d'achats).

Par rapport à 2017, l'écart de variation du besoin en fonds de roulement (- 1 014 millions d'euros) s'explique essentiellement par :

- une position d'encaissements d'appels de marges en 2017 liés à l'activité optimisation/*trading* contre une position de décaissement en 2018 pour environ - 700 millions d'euros ;
- des achats de certificats de capacité à des prix élevés (- 201 millions d'euros).

5.1.5.2.3 Investissements nets

Les investissements nets s'élèvent à 12 107 millions d'euros en 2018 contre 9 810 millions d'euros en 2017, soit une augmentation de 2 297 millions d'euros (+ 23,4 %) et se décomposent ainsi :

(en millions d'euros)	2018	2017	Variation en valeur	Variation en %
France - Activités de production et commercialisation	5 275	5 849	(574)	- 9,8
France - Activités régulées	3 345	3 212	133	+ 4,1
EDF Renouvelables	458	701	(243)	- 34,7
Dalkia	293	339	(46)	- 13,6
Framatome	261	-	261	n. a.
Royaume-Uni	568	643	(75)	- 11,7
Italie	438	511	(73)	- 14,3
Autre international	252	553	(301)	- 54,4
Autres métiers	45	160	(115)	- 71,9
INVESTISSEMENTS NETS HORS LINKY, HORS NOUVEAUX DÉVELOPPEMENTS ET HORS PLAN DE CESSION D'ACTIFS GROUPE	**10 935**	**11 968**	**(1 033)**	**- 8,6**
LINKY, NOUVEAUX DÉVELOPPEMENTS ET PLAN DE CESSION D'ACTIFS GROUPE	**1 172**	**(2 158)**	**3 330**	**n. a.**
INVESTISSEMENTS NETS	**12 107**	**9 810**	**2 297**	**+ 23,4**

n.a. : non applicable.

5.1.5.2.3.1 Investissements nets hors Linky, hors nouveaux développements et hors plan de cession d'actifs Groupe

Les investissements nets du segment **France - Activités de production et commercialisation** baissent de 574 millions d'euros, soit - 9,8 %. La baisse provient notamment des investissements réalisés dans la centrale thermique de Bouchain en 2017 et de dépenses moins élevées en 2018 par rapport à 2017 sur les Diesels d'Ultime Secours (DUS). L'internalisation du fournisseur Framatome dans le Groupe contribue également à la baisse des investissements nets.

Les investissements nets du segment **France - Activités régulées** augmentent de 133 millions d'euros, soit + 4,1 %. Cela s'explique principalement par une hausse des raccordements clients particuliers et producteurs et de la hausse des obligations réglementaires.

Les investissements nets d'**EDF Renouvelables** baissent de 243 millions d'euros (- 34,7 %). Cette baisse est principalement liée à des montants de ventes d'actifs structurés bien plus importants en 2018 qu'en 2017 (en particulier la cession du parc éolien au Royaume-Uni), en partie compensée par l'acquisition des droits de développements des parcs *offshore* écossais « Neart na Gaoithe1 » courant 2018.

Au **Royaume-Uni**, la diminution de 75 millions d'euros, soit - 11,7 %, s'explique, entre autres, par une diminution des investissements dans les centrales 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 retrait de 73 millions d'euros, principalement par de moindres investissements réalisés dans l'activité exploration & production.

Le segment **Autre international** est en baisse de 301 millions d'euros, soit - 54,4 %. Cette évolution s'explique par la baisse des dépenses sur le projet de construction de l'EPR de la centrale nucléaire de Taishan en Chine, entrée en exploitation commerciale en décembre 2018, par le ralentissement des investissements sur le projet SINOP au Brésil et par la cession des entités polonaises en 2017.

Les investissements nets du segment **Autres métiers** sont en retrait de 115 millions d'euros. Cette évolution s'explique en particulier par la baisse des investissements chez Dunkerque LNG, du fait de la cession en cours d'année 2018, et de la vente ces dernières années d'actifs immobiliers.

5.1.5.2.3.2 Linky, nouveaux développements et plan de cession d'actifs Groupe

Les investissements au titre du programme Linky, dont le déploiement s'est accéléré à partir de 2017, se sont élevés à 792 millions d'euros.

Les nouveaux développements regroupent les projets significatifs de développement du Groupe dont la génération d'EBE n'est pas immédiate ainsi que les acquisitions significatives. En 2018, ces nouveaux développements correspondent essentiellement aux investissements relatifs au Nouveau Nucléaire au Royaume-Uni pour 1 646 millions d'euros (montée en puissance du projet Hinkley Point C), aux acquisitions réalisées par Edison pour 402 millions d'euros (notamment Edison Énergie [1] et Zephyro), et dans une moindre mesure aux projets éoliens *offshore* en France.

Les cessions d'actifs correspondent essentiellement à la cession par EDF de sa participation au capital de Dunkerque LNG contribuant à une diminution de l'endettement financier net de 1 468 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 26 232 millions d'euros au 31 décembre 2018.

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 2018, les flux nets de - 501 millions d'euros correspondent aux trois premières catégories décrites ci-dessus.

5.1.5.2.5 Cash-flow avant dividendes

Le cash-flow avant dividendes s'établit à 798 millions d'euros en 2018 (contre 682 millions d'euros en 2017) et s'explique essentiellement par :

- un cash-flow opérationnel de 12 944 millions d'euros ;
- des investissements nets de - 12 107 millions d'euros ;
- une dotation nette aux actifs dédiés de - 501 millions d'euros ;
- une variation de BFR favorable de 462 millions d'euros.

(1) Ex. Gas Natural Vendita Italia.

La variation de 116 millions d'euros par rapport à 2017 provient essentiellement d'une évolution favorable du cash-flow opérationnel mais également du poste actifs dédiés. Ces évolutions sont toutefois partiellement compensées par une hausse des investissements nets pour 2 297 millions d'euros et par une moindre amélioration du BFR pour - 1 014 millions d'euros.

5.1.5.2.6 Dividendes versés en numéraire

Les dividendes versés en numéraire (- 1 278 millions d'euros) comprennent :

- le solde du dividende 2017 pour - 60 millions d'euros, l'essentiel du dividende ayant été versé en titres ;
- l'acompte sur dividende 2018 pour - 451 millions d'euros, voté en Conseil d'administration le 6 novembre 2018 et payé le 10 décembre 2018 à hauteur de 0,15 euro par action ;
- les rémunérations versées en 2018 aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée au titre des « émissions hybrides » de janvier 2013 et janvier 2014 (- 584 millions d'euros) ;
- les dividendes versés par les filiales du Groupe à leurs actionnaires minoritaires (- 183 millions d'euros).

5.1.5.2.7 Cash-flow Groupe

Le cash-flow Groupe s'élève à - 480 millions d'euros contre - 209 millions d'euros en 2017.

5.1.5.2.8 Effet de la variation de change

L'effet de change a un impact favorable de 97 millions d'euros sur l'endettement financier net du Groupe au 31 décembre 2018.

5.1.5.2.9 Autres variations monétaires

L'évolution défavorable de - 3 966 millions d'euros par rapport à 2017 est principalement liée à l'augmentation de capital d'EDF SA réalisée en 2017, sans équivalent en 2018.

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 2018, les liquidités du Groupe, composées des actifs liquides, de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, s'élèvent à 23 828 millions d'euros, et les lignes de crédit disponibles s'établissent à 11 393 millions d'euros.

Sur l'année 2019, les flux prévisionnels de remboursement et d'intérêts de la dette du Groupe au 31 décembre 2018 s'élèvent à 11 749 millions d'euros, dont 5 583 millions d'euros au titre d'emprunts obligataires (hors dettes hybrides).

Au 31 décembre 2018, 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 19 septembre 2018, EDF a levé 3,75 milliards de dollars américains sur 3 tranches d'obligations senior :

- obligation de 1,8 milliard de dollars, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 4,5 % ;
- obligation de 650 millions de dollars, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 4,875 % ;
- obligation de 1,3 milliard de dollars, d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 5,0 %.

Par ailleurs, le 25 septembre 2018, EDF a lancé une émission obligataire senior de 1 milliard d'euros, d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 2 %.

Ces opérations permettent au groupe EDF de poursuivre le renforcement de la structure de son bilan ainsi que de refinancer des échéances prochaines.

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 2018.

La maturité moyenne de la dette brute du Groupe au 31 décembre 2018 s'établit à 13,6 ans contre 13,7 ans au 31 décembre 2017, celle d'EDF SA à 14,2 ans contre 14,3 ans au 31 décembre 2017.

Au 31 décembre 2018, les échéances résiduelles des passifs financiers (y compris paiement des intérêts) se présentent comme suit, conformément à la norme IFRS 9 (valorisation sur la base des cours de change et des taux d'intérêt au 31 décembre 2018) :

31 décembre 2018 *(en millions d'euros)*	Dettes	Instruments de couverture [1]		Garanties données sur emprunts
		Swaps de taux	Swaps de change	
2018	11 749	(521)	(140)	138
Entre 2019 et 2022	20 007	(1 855)	(426)	335
2023 et au-delà	67 993	(3 020)	(1 997)	501
TOTAL	**99 749**	**(5 396)**	**(2 563)**	**974**
dont remboursement de dette principale	57 849			
dont charges d'intérêt	41 900			

(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.

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 et d'US CP (papier commercial aux États-Unis). 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.

Au 31 décembre 2018, les encours d'émissions de billets de trésorerie du Groupe sont de 955 millions d'euros et de 1 193 millions de dollars US CP. 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 (samouraï) et francs suisses.

Au 31 décembre 2018, les principaux emprunts du Groupe sont les suivants :

Type d'emprunt *(en millions de devises)*	**Entité**	**Date d'émission (1)**	**Échéance**	**Montant de l'émission**	**Devise**	**Taux**
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 *(green bond)*	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 *(green bond)*	EDF	10/2015	10/2025	1 250	USD	3,63 %
Euro MTN	EDF	11/2010	11/2025	750	EUR	4,00 %
Euro MTN *(green bond)*	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 %
Obligataire	EDF	09/2018	09/2028	1 800	USD	4,50 %
Euro MTN	EDF	04/2010	04/2030	1 500	EUR	4,63 %
Euro MTN	EDF	10/2018	10/2030	1 000	EUR	2,00 %
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	09/2018	09/2038	650	USD	4,88 %
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 %
Obligataire	EDF	09/2018	09/2048	1 300	USD	5,00 %
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 2018, EDF dispose d'un montant global de 10 292 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 décembre 2023. Il n'a fait l'objet d'aucun tirage au 31 décembre 2018 ;
- les lignes bilatérales représentent 6 162 millions d'euros de disponibilités avec des maturités s'échelonnant jusqu'en septembre 2023. 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 2018. Trois autres lignes de crédit ont été tirées intégralement au 31 décembre 2018, pour des montants de 225 millions d'euros, 500 millions d'euros et 500 millions d'euros.

EDF Investissements Groupe bénéficie d'un crédit syndiqué pour un montant de 400 millions d'euros (maturité septembre 2020). Au 31 décembre 2018, 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 268 millions d'euros (tirée en intégralité), ainsi qu'une ligne de crédit avec un pool de banques pour un montant de 350 millions d'euros qui n'a pas été tirée au 31 décembre 2018.

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 2018 :

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	BBB- assortie d'une perspective stable (3)	A-3
	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.

(3) Le 19 juin 2018, S&P a revu la notation long terme d'Edison de BB+ à BBB- et la notation courte terme de B à A-3.

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 31 % et 72 % 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 Renouvelables) 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 2018 par devise et après couverture, se décompose comme indiqué dans le tableau ci-après :

STRUCTURE DE LA DETTE BRUTE AU 31 DÉCEMBRE 2018, PAR DEVISE AVANT ET APRÈS COUVERTURE

31 décembre 2018 *(en millions d'euros)*	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture (1)	Structure de la dette après couverture	% de la dette
Emprunts libellés en euros (EUR)	26 783	21 438	48 221	81 %
Emprunts libellés en dollars américains (USD)	20 546	(17 564)	2 982	5 %
Emprunts libellés en livres britanniques (GBP)	9 250	(2 414)	6 836	12 %
Emprunts libellés dans d'autres devises	2 609	(1 460)	1 149	2 %
TOTAL DES EMPRUNTS	**59 188**	**-**	**59 188**	**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 2018.

SENSIBILITÉ DE LA DETTE BRUTE DU GROUPE AU RISQUE DE CHANGE

31 décembre 2018 *(en millions d'euros)*	Dette après instruments de couverture convertie en euros	Impact d'une variation défavorable de 10 % du cours de change	Dette après variation défavorable de 10 % du cours de change
Emprunts libellés en euros (EUR)	48 221	-	48 221
Emprunts libellés en dollars américains (USD)	2 982	298	3 280
Emprunts libellés en livres britanniques (GBP)	6 836	684	7 520
Emprunts libellés dans d'autres devises	1 149	115	1 264
TOTAL DES EMPRUNTS	**59 188**	**1 097**	**60 285**

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 2018 [(1)] *(en millions de devises)*	Actifs nets	Emprunts obligataires	Dérivés	Actifs nets après gestion
USD	4 937	1 350	1 480	2 107
CHF (Suisse)	710	-	508	202
GBP (Royaume-Uni)	16 164	5 435	(356)	11 085
CLP (Chili)	(6 663)	-	-	(6 663)
PLN (Pologne)	307	-	153	154
BRL (Brésil)	1 164	-	-	1 164
CNY (Chine)	9 932	-	-	9 932

(1) Actifs nets : vision au 31 décembre 2018 ; dérivés et emprunts obligataires : vision au 31 décembre 2018. 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 titres de dettes et de capitaux propres 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 2018. 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.

SENSIBILITÉ DES ACTIFS NETS AU RISQUE DE CHANGE

	Au 31 décembre 2018			Au 31 décembre 2017		
(en millions de devises)	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	2 107	1 840	184	2 606	2 173	217
CHF (Suisse)	202	179	18	245	209	21
GBP (Royaume-Uni)	11 085	12 392	1 239	9 153	10 316	1 032
CLP (Chili)	(6 663)	(8)	(1)	1 135	2	-
PLN (Pologne)	154	36	4	35	8	1
BRL (Brésil)	1 164	262	26	1 066	268	27
CNY (Chine)	9 932	1 261	126	10 028	1 285	129

Le risque de change sur les titres de dettes et de capitaux propres 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 2018.

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 fixe et taux variable fait l'objet d'un suivi.

Au 31 décembre 2018, la dette du Groupe après instruments de couverture se répartit en 57,2 % à taux fixe et 42,8 % à taux variable.

Une augmentation annuelle uniforme des taux d'intérêt de 1 % entraînerait une augmentation des charges financières d'environ 253 millions d'euros sur la base de la dette brute à taux variable à fin 2018 après couverture.

Le coût moyen de la dette Groupe (taux d'intérêt pondéré des encours) s'établit à 2,87 % fin 2018.

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 2018. L'impact de la variation des taux d'intérêt est stable par rapport à 2017.

STRUCTURE DE LA DETTE DU GROUPE ET SENSIBILITÉ AU RISQUE DE TAUX

31 décembre 2018 *(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	55 810	(21 949)	33 861	-
À taux variable	3 378	21 949	25 327	253
TOTAL DES EMPRUNTS	**59 188**	**-**	**59 188**	**253**

Concernant les actifs financiers, le tableau ci-dessous présente le risque de taux sur les *Floating Rate Notes* (FRN) et les dépôts court terme à taux variables 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 2018 *(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	**2 165**	**(22)**	**2 143**

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 2018) 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 2018), 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 28 % en actions fin 2018, soit un montant actions de 3,1 milliards d'euros.

Au 31 décembre 2018, 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 22,9 % et 8,1 % en actions et fonds actions, ce qui représente un montant actions de 258 millions de livres sterling.

Au 31 décembre 2018, les fonds de British Energy sont investis à hauteur de 8,1 % en actions et fonds actions, soit un montant actions de 505 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'allégement des placements corrélés actions, ce qui conduit au 31 décembre 2018 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 45 « Actifs dédiés d'EDF » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018.

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. Une nouvelle allocation stratégique a été validée au cours de l'année 2018. Cette allocation cible se compose d'un portefeuille de rendement, d'un portefeuille de croissance et d'un portefeuille de taux représentant chacun respectivement 30 %, 40 % et 30 % du portefeuille global. Le portefeuille de rendement est composé d'actifs immobiliers et d'actifs d'infrastructure ; le portefeuille de croissance est composé d'actions et de fonds d'actions (cotés ou non) ; le portefeuille de taux est composé d'obligations, de fonds de dette (cotés ou non), de la créance CSPE et de la trésorerie. Ces portefeuilles sont gérés par la Division Gestion des Actifs Cotés et par EDF Invest (créé en 2013 suite au décret du 24 juillet 2013).

La poche « trésorerie » du portefeuille de taux sert à sécuriser le paiement des prochains décaissements liés à l'objet du passif couvert et peut être renforcée de manière tactique notamment par prudence en cas de crise sur les marchés.

La créance CSPE a été affectée aux actifs dédiés le 13 février 2013 (voir note 45 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018).

La gestion tactique des actifs de croissance et des actifs de taux est assurée autour de plusieurs axes :

- le pilotage de l'exposition entre actifs de croissance et actifs de taux ;
- 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 entre actifs de croissance et actifs de taux 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).

Composition et performance du portefeuille des actifs dédiés d'EDF

COMPOSITION ANALYTIQUE DU PORTEFEUILLE

	31/12/2018	31/12/2017
Actifs de rendement	19,3 %	18,5 %
Actifs de croissance	36,5 %	35,9 %
Actifs de taux	44,2 %	45,6 %
TOTAL	**100 %**	**100 %**

Au 31 décembre 2018, la valeur globale du portefeuille s'élève à 27 689 millions d'euros, contre 28 115 millions d'euros à fin décembre 2017.

La composition du portefeuille est également présentée en note 45 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2018.

COMPOSITION SELON LA CLASSIFICATION DE L'ARTICLE 4 DU DÉCRET N° 2007-243 DU 23 FÉVRIER 2007

	31 décembre 2018		31 décembre 2017	
Catégories *(en millions d'euros)*	**Valeur nette comptable [1]**	**Valeur de réalisation**	**Valeur nette comptable [1]**	**Valeur de réalisation**
CTE (*holding* détenant 100 % des titres RTE) [2]	2 705	2 738	2 705	2 705
Autres titres non cotés	2 333	2 618	2 221	2 505
ACTIFS DE RENDEMENT	**5 038**	**5 356**	**4 926**	**5 210**
OPCVM non exclusivement obligations OCDE	9 370	9 844	8 372	9 942
Couvertures, dépôts, sommes à recevoir	20	45	-	30
Autres titre non cotés	198	219	132	127
ACTIFS DE CROISSANCE	**9 588**	**10 108**	**8 504**	**10 099**
Obligations États OCDE et assimilées	4 362	4 443	4 261	4 363
Obligations personnes morales OCDE hors États	946	950	618	636
OPCVM investissant dans les deux catégories précédentes	4 580	4 647	4 210	4 387
CSPE après couverture	2 060	2 080	3 294	3 349
Autres titres non cotés	114	105	74	71
ACTIFS DE TAUX	**12 062**	**12 225**	**12 457**	**12 806**
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS	**26 688**	**27 689**	**25 887**	**28 115**

(1) Valeur nette comptable dans les comptes sociaux.
(2) Au 31/12/2017 et au 31/12/2018, les actifs dédiés détiennent 50,1 % de la Co-entreprise de Transport d'Électricité (CTE).

(1) Comité interne et organe permanent d'évaluation, de concertation et de décision opérationnelle en matière de gestion des actifs dédiés.

Les tableaux ci-dessous présentent la performance par portefeuille au 31 décembre 2018 et 31 décembre 2017 :

PERFORMANCE DU PORTEFEUILLE DES ACTIFS DÉDIÉS D'EDF

	31/12/2018	Performance de l'exercice 2018	31/12/2017	Performance de l'exercice 2017
(en millions d'euros)	Valeur boursière ou de réalisation	Portefeuille	Valeur boursière ou de réalisation	Portefeuille
Actifs de rendement	5 356	7,0 %	5 210	9,1 %
Actifs de croissance	10 108	- 7,0 %	10 099	12,7 %
Actifs de taux	12 225	- 0,4 %	12 806	1,4 %
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS	**27 689**	**- 1,6 %**	**28 115**	**6,6 %**

DÉCOMPOSITION DE LA PERFORMANCE SELON LA CLASSIFICATION DE L'ARTICLE 4 DU DÉCRET N° 2007-243 DU 23 FÉVRIER 2007

	31/12/2018	Performance de l'exercice 2018	31/12/2017	Performance de l'exercice 2017
(en millions d'euros)	Valeur boursière ou de réalisation	Portefeuille	Valeur boursière ou de réalisation	Portefeuille
Titres CTE affectés [1]	2 738	7,0 %	2 705	7,3 %
Autres titres non cotés [2]	2 942	7,9 %	2 703	11,2 %
OPCVM Actions y.c. dérivés	9 889	- 7,4 %	9 972	12,9 %
Obligations et OPCVM obligataires	10 010	- 0,8 %	9 282	2,1 %
OPCVM monétaires	30	- 0,3 %	104	- 0,1 %
CSPE après couverture	2 080	0,4 %	3 349	0,4 %
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS	**27 689**	**- 1,6 %**	**28 115**	**6,6 %**

(1) Au 31/12/2017 et au 31/12/2018, les actifs dédiés détiennent 50,1 % de la Co-entreprise de Transport d'Électricité (CTE).
(2) EDF Invest hors CTE.

Évolution du portefeuille sur l'année 2018

Du point de vue des marchés financiers, l'année 2018 a connu deux phases. Jusqu'à la fin de l'été, la volatilité est restée globalement faible et les marchés actions sont restés soutenus en particulier grâce au marché américain qui a atteint de nouveaux records. La fin de l'année a été beaucoup plus agitée avec une correction significative, en particulier au mois de décembre. Cette correction s'est accompagnée d'une hausse importante de la volatilité. Les marchés de crédit qui étaient également sur des niveaux records en 2018, avec les *spreads* les plus serrés depuis 2007, ont connu des tensions qui se sont accrues en fin d'année. La Fed a poursuivi sa politique de hausse graduelle des taux provoquant une tension sur les emprunts d'État américains qui ont atteint 3,25 % de taux sur le 10 ans avant que la chute des marchés actions n'entraîne une baisse de ces taux de plus de 0,50 %. En Europe, les tensions autour du budget italien ont provoqué une vive réaction des taux italiens qui sont passés de 1,80 % sur le 10 ans en avril à plus de 3,60 % en octobre avant de refluer vers 2,70 % en fin d'année.

EDF, tout en procédant à des investissements importants issus du remboursement d'une partie de la créance CSPE, a adopté une approche prudente dans ce contexte agité, permettant cependant à EDF Invest de poursuivre la constitution de son portefeuille réparti selon trois classes d'actifs : infrastructures, immobilier et fonds d'investissement.

Sur les actifs de rendement, EDF Invest a clos en novembre 2018, l'acquisition d'une participation minoritaire dans six sociétés au Royaume-Uni (Bicker Fen, Fallago Rig, Fenland, Glass Moor II, Green Rigg, Rusholme) détenant au total 131 éoliennes *onshore* d'une capacité totale de 310 MW auprès d'EDF Renewables.

En décembre 2018, une partie de la participation minoritaire détenue par EDF International dans Nam Theun Power Company (NTPC) a été acquise par EDF Invest, le reste sera acquis en 2019. NTPC est constitué d'un barrage hydroélectrique en exploitation, situé au Laos, avec une capacité installée de 1 070 MW. Il bénéficie d'un contrat de concession long terme. Les revenus sont assurés par des contrats de vente d'électricité de longue durée, conclus avec EGAT (*Electricity Generating Authority of Thailand*) et Électricité du Laos.

Ces nouvelles participations complètent la classe d'actifs « Infrastructures » d'EDF Invest, aux côtés notamment des participations dans CTE, Terega (ex TIGF), Porterbrook, Madrileña Red de Gas, Géosel, Thyssengas, Aéroports de la Côte d'Azur, Autostrade per l'Italia et Q-Park et permettent une diversification du portefeuille d'EDF Invest dans les énergies renouvelables.

La performance annuelle d'EDF Invest hors CTE s'établit en 2018 à 7,9 % et à 7,5 % y compris CTE. La valorisation du portefeuille, y compris CTE, s'élève à 5,7 milliards d'euros au 31 décembre 2018.

Sur les actifs de croissance, des achats de protection ont été mis en place fin juin sous la forme de *puts spreads* sur le S&P 500. Ces options d'une maturité à l'origine de 1 an ont été conservées. Elles ont joué leur rôle protecteur au sein de la poche croissance lors de la forte chute de fin d'année. Néanmoins, la performance de - 7 % sur les actifs de croissance reste largement imputable aux actions cotées. La politique d'investissement initiée il y a 5 ans sur cette partie cotée est maintenue avec le renforcement de la part de la gestion indicielle, en particulier sur le marché américain.

Sur les actifs de taux, le positionnement du portefeuille a aussi été très prudent à trois niveaux : maintien d'une sensibilité globale faible afin de limiter le risque de duration dans un environnement de taux faibles, cession d'une partie importante du portefeuille crédit *Investment Grade* et, réduction importante de l'exposition au risque d'État italien. Ce n'est qu'en fin d'année que les montants très importants de monétaire accumulés par ces opérations ont commencé à être réinvestis sur des actifs de crédit, mais toujours en privilégiant des maturités courtes afin de profiter du portage tout en limitant les risques.

En 2018, les actifs dédiés ont enregistré une performance globale avants (impacts réserves et résultat) de - 23 millions d'euros, dont + 31 millions d'euros pour la CSPE (+ 46 millions d'euros avant impôts), + 283 millions d'euros pour les titres CTE affectés, et - 337 millions d'euros d'autres titres (- 641 millions d'euros avant impôts).

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 des actions cotées des actifs dédiés d'EDF à fin décembre 2018 s'élève à 9 889 millions d'euros. La volatilité des actions cotées s'établissait à fin décembre 2018 à 14,3 % sur la base de 52 performances hebdomadaires, comparée à 6,0 % à fin 2017. En appliquant cette volatilité à la valeur des actifs

actions cotées à la même date, le Groupe estime la volatilité annuelle de la part actions des actifs dédiés à 1 414 millions d'euros.

À fin décembre 2018, la sensibilité des obligations cotées (10 010 millions d'euros) s'établissait à 5,3, 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 530 millions d'euros. La sensibilité était de 5,1 à fin décembre 2017.

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 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 risque de contrepartie du Groupe s'est accru avec la procédure de sauvegarde engagée aux États-Unis par le groupe PG&E, auquel EDF Renouvelables est exposé à hauteur de plusieurs centaines de millions d'euros en raison des PPA conclus, et en raison des difficultés du groupe GE.

Le tableau ci-dessous détaille la répartition par classe de *rating* des expositions consolidées du groupe EDF au risque de contrepartie. À fin septembre 2018, les expositions du Groupe sont à 90 % 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 31/03/2018	91 %	7 %	2 %	100 %
au 30/09/2018	90 %	8 %	2 %	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 31/03/2018	6 %	1 %	9 %	78 %	6 %	100 %
au 30/09/2018	6 %	1 %	11 %	75 %	7 %	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 collateral* 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. 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 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.

(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.

En ce qui concerne l'électricité France, EDF est exposé à une très forte incertitude sur son exposition nette du fait de l'optionalité 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. Ce risque est d'autant plus élevé que le prix énergie + capacité sur le marché de gros est proche du prix de l'ARENH (42 €/MWh).

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 4 fois par an au Comité exécutif. Les processus de contrôle sont régulièrement évalués et audités.

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 2018. 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 2018, l'engagement d'EDF Trading sur les marchés a été encadré par une limite de VaR (*Value at Risk*) de 35 millions d'euros, une limite de capital en risque pour contrats long terme et une limite de capital en risque pour opérations sur marchés illiquides de 250 millions d'euros chacune et une limite *stop-loss* de 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 son instauration, le *stop-loss* n'a par ailleurs jamais été activé.

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 2018. 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 2018.

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** : les couvertures découlant de la participation d'EDF à la mutuelle OIL apportent une protection contre les dommages matériels en zone froide, tant en France qu'au Royaume-Uni, en dehors des conséquences d'un accident nucléaire, de 60 % de 400 millions de dollars en excédent d'une franchise de 15 millions de dollars ;
- jusqu'au 30 septembre 2018, en complément de cette couverture, 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 étaient 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) pour une capacité totale de 1 760 millions d'euros au-delà d'un montant de 240 millions d'euros.
- À compter du 1er octobre 2018 :
  - en France, la protection apportée par OIL est complétée, pour les conséquences d'un accident nucléaire, y compris les frais de décontamination du site, par une couverture d'assurance de 90 millions d'euros en excédent d'une franchise de 10 millions d'euros faisant appel à la mutuelle nucléaire EMANI, à Axa et Allianz (réassurés par Assuratome), ainsi qu'à Wagram Insurance Company DAC (réassurée par Océane Re, la captive de réassurance du Groupe) ;
  - au Royaume-Uni, la protection est complétée pour les conséquences d'un accident nucléaire, y compris les frais de décontamination du site, par un programme d'assurance d'une capacité totale de 1 510 millions d'euros au-delà d'un montant de 240 millions d'euros fourni par la mutuelle nucléaire EMANI, le *pool* nucléaire britannique NRI et Northcourt qui regroupe des assureurs britanniques spécialisés.

Par ailleurs, en liaison avec les activités de CENG aux États-Unis, EDF Inc. est membre de NEIL [(4)] :

- **les dommages aux marchandises transportées** : ce programme couvre les dommages aux biens en cours de transport pour 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 transposé 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

(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.

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 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 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 a pris effet au 18 février 2016 pour une période de trois ans et elle est répartie entre le marché de l'assurance nucléaire (AXA, réassurée par Assuratome, *pool* nucléaire français), les captives du Groupe et la mutuelle nucléaire ELINI.

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 de ce contrat y ont été intégrées.

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 britannique 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, l'équivalent en livres sterling d'un plafond de 1,2 milliard d'euros.

EDF Energy est actuellement assurée par ELINI et Wagram Insurance Company DAC. La société captive de réassurance du Groupe, 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 en matière de responsabilité civile de l'exploitant nucléaire. 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, tels que les EPR de Flamanville et d'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) ;
- **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 ;
- **la couverture *Cyber risk*** : depuis le 1er 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.

Le montant total des primes des assurances du Groupe, tous types de couvertures confondus, s'élève à 248 millions d'euros en 2018.

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						Article D. 441 I.-2° : factures émises non réglées à la date de clôture de l'exercice dont le terme est échu					
	0 jour	1 à 30 jours	31 à 60 jours	61 à 90 jours	91 jours et plus	Total (1 jour et plus)	0 jour	1 à 30 jours	31 à 60 jours	61 à 90 jours	91 jours et plus	Total (1 jour et plus)
(A) TRANCHES DE RETARD DE PAIEMENT												
Nombre de factures concernées	80 869				-	4 967	3 703 114					7 076 458
Montant total des factures concernées (TTC) (en millions d'euros)	2 323	9	5	1	-	15	1 056	250	71	56	631	1 008
% du montant total des achats de l'exercice	4,7	-	-	-	-	-						
% du chiffre d'affaires de l'exercice (TTC)							1,8	0,4	0,1	0,0	1,1	1,7
(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 2018, le Groupe a recensé 181 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 ;
- Bahreïn
- Bénin ;
- Cambodge ;
- Chine :
  - Taïshan.
- Afrique du Sud ;
- Cap Vert ;
- Qatar.

(1) Sur le plan fiscal, la liste représente les établissements stables à l'étranger.

5.2 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

- Mi-février 2019, EDF Renouvelables a annoncé être entré en négociations exclusives pour l'acquisition de 100 % du fournisseur d'énergie solaire Luxel. Le groupe Luxel, dont le siège social est situé dans l'Hérault, détient un parc de 90 MWc bruts, exploite près de 130 MWc (majoritairement dans le sud de la France) et détient un portefeuille de projets d'environ 900 MWc. Au travers de cette acquisition, le groupe EDF souhaite se donner des moyens complémentaires pour mettre en œuvre son Plan Solaire, qui vise à atteindre 30 % de parts de marché dans le solaire en France entre 2020 et 2035. (cf. CP du 15 février 2019 d'EDF Renouvelables).
- Le 5 mars 2019, Edison et Ansaldo Energia ont annoncé un accord pour un investissement dans un nouveau cycle combiné gaz en Italie sur le site de Marghera Levante (Vénétie), avec une capacité de 780 MW et un rendement énergétique de 63 %. L'investissement total, d'environ 300 millions d'euros, contribuera à la réduction des émissions moyennes de CO_2 et NO_x du parc thermique italien. (cf. CP du 5 mars 2019 d'Edison et Ansaldo Energia).

5.3 ÉVOLUTION DES PRIX DE MARCHÉ EN JANVIER ET FÉVRIER 2019

Les prix spot (du jour pour le lendemain) de l'électricité en France se sont établis en moyenne à 54,3 €/MWh en base et 62,6 €/MWh en pointe en janvier-février 2019, en hausse de respectivement 12,8 €/MWh et 12,9 €/MWh par rapport à la même période en 2018. Cette hausse a été portée par le mois de janvier (+26,2 €/MWh en base vs. janvier 2018) où la consommation a augmenté de 5,2 TWh par rapport à 2018 en raison de températures inférieures de 3,7 °C à celles de janvier 2018. En cause également, l'augmentation du prix du CO_2 qui tire les coûts de fonctionnement des centrales thermiques à la hausse. Les prix de février ont par contre connu une baisse de 2,1 €/MWh en base par rapport à 2018 en raison de températures plus clémentes en 2019 limitant la consommation (-6,5 TWh vs. février 2018), baisse de prix atténuée par l'augmentation du prix du CO_2. Les prix spot allemands se sont de leur côté établis en moyenne à 46,3 €/MWh en base et 55,5 €/MWh en pointe, en hausse de respectivement 11,8 €/MWh et 12,8 €/MWh par rapport à ceux de janvier-février 2018, portés notamment par la hausse du prix du CO_2 et la baisse des températures sur janvier.

Fin février 2019, les prix des contrats annuels français pour livraison en 2020 cotaient à 51,3 €/MWh en base et à 66,2 €/MWh en pointe. Un an plus tôt, les prix à terme français de l'électricité pour livraison en base et en pointe en 2019 clôturaient le mois de février à 39,3 €/MWh et 50,8 €/MWh. Cette hausse des prix s'explique essentiellement par celle des cours des commodités, notamment le CO_2.

Sur la période janvier-février 2019, le prix spot du gaz sur le marché français s'est établi en moyenne à 20,2 €/MWh, en hausse de 0,5 €/MWh par rapport au prix moyen de janvier-février 2018 et ce malgré des niveaux de stockage plus élevés cette année. Cette légère hausse masque des variations très contrastées entre janvier et février. En janvier, le prix a augmenté de 3,2 €/MWh par rapport au même mois en 2018. La demande a en effet été plus élevée en 2019 en raison de températures moyennes 3,7 °C en-dessous de celles de janvier 2018. Au contraire, le mois de février a été 4,6 °C plus chaud qu'en 2018, réduisant la demande de gaz, et donc orientant le prix à la baisse (-2,4 €/MWh vs. février 2018).

Fin février, le prix du Brent s'est établi à 66,0 $/bbl, en légère hausse par rapport à fin février 2018 (+0,3 $/bbl). Après avoir connu une hausse quasi-continue entre juillet 2017 et septembre 2018 pour dépasser les 85 $/bbl début octobre, le prix du pétrole a ensuite chuté jusqu'à atteindre 50,5 $/bbl à Noël. Cette baisse s'explique par un repli des places financières mondiales, par une crainte de surabondance de l'offre suite à des prévisions de baisse de la croissance mondiale et donc de la demande, ainsi que par une augmentation de la production en Russie et aux Etats-Unis. Le cours du pétrole a rebondi fin décembre en raison de la limitation de production des pays membres de l'OPEP, en particulier l'Arabie Saoudite, et des sanctions contre le pétrole vénézuélien pour repasser au-dessus de 65 $/bbl en février.

Le prix du charbon pour livraison en Europe en 2020 a terminé le mois de février 2019 à 80,8 $/t, en hausse de 1,5 $/t par rapport au prix de clôture fin février 2018 du contrat 2019. Après une baisse entre février et mars 2018 en raison de la baisse du prix du pétrole et d'une offre abondante en Asie, le prix du charbon a connu une forte hausse jusqu'en septembre, porté par la reprise du prix du pétrole et une hausse de la demande chinoise et indienne. Après avoir approché la barre 100 $/t le 3 octobre, les prix est reparti à la baisse sur le dernier trimestre suite au recul du prix du pétrole, à la limitation des importations chinoises et à des stocks importants dans les ports du Bénélux. Cette tendance baissière s'est confirmée début 2019 en raison d'une demande chinoise à moyen terme en berne et d'une demande court-terme plus faible que prévue, l'hiver étant relativement doux.

Le prix du certificat d'émission de CO_2 pour livraison en décembre 2019 a clôturé le mois de février à 21,7 €/t, alors qu'il s'établissait à 10,1 €/t fin février 2018 pour livraison en décembre 2018. Les prix ont en effet connu une forte hausse entre janvier et septembre 2018 en raison de l'accord sur la réforme EU-ETS pour la période 2021-2030 visant à réduire le nombre de quotas en circulation, hausse intensifiée par le retour d'acteurs spéculatifs sur le marché. Depuis septembre, les prix ont été très volatils, évoluant entre 15 et 25 €/t au gré de l'avancée des négociations autour du Brexit. D'autre part, les prix ont été tirés à la baisse fin janvier suite à la recommandation de la Commission sur la Sortie du Charbon en Allemagne d'une fermeture progressive de l'ensemble du parc lignite et charbon allemand, avec des déclassements pouvant avoir lieu dès 2022.

5.4 PERSPECTIVES

Les prévisions et estimations chiffrées de la section « 5.4 Perspectives » ont été établies et consolidées sur des bases comparables avec l'information financière historique et les politiques comptables du groupe EDF au 31 décembre 2018. De ce fait, elles n'incluent pas l'effet de l'application par le Groupe au 1er janvier 2019 de la norme IFRS 16 « Locations ».

Objectifs 2019 (1)

- **EBE** (2) : compris entre 15,3 et 16,0 milliards d'euros ;
- **Charges opérationnelles** (3) : réduction d'environ 1,1 milliard d'euros par rapport à 2015 ;
- **Cash-flow** hors Hinkley Point C et Linky : > 0.

Ambitions 2019-2020 (1)

- **Investissements nets totaux** (4) hors acquisitions et cessions du Groupe 2019-2020 : environ 15 milliards d'euros par an ;
- **Cessions Groupe 2019-2020** : entre 2 à 3 milliards d'euros ;
- **Endettement financier net/EBE** (2) : ≤ 2,5x ;
- **Taux de distribution cible du résultat net courant** (5) (6) : 45 % - 50 %.

(1) Avant application d'IFRS 16. À environnement légal et régulatoire inchangé en France.

(2) Sur la base du périmètre et des taux de change au 1er janvier 2019 et d'hypothèses de production nucléaire France de 395 TWh. À conditions de prix de début février 2019 (environ 50 €/MWh) pour les volumes France 2020 non couverts.

(3) 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.

(4) Intégrant le scénario du Groupe sur le coût à terminaison et le calendrier d'achèvement du projet Flamanville 3.

(5) Avec l'État engagé à opter pour un paiement en actions pour le solde 2018 et au titre des exercices 2019 et 2020.

(6) Ajusté de la rémunération des emprunts hybrides comptabilisés en fonds propres.



6. ÉTATS FINANCIERS

6.1 COMPTES CONSOLIDÉS 314
Compte de résultat consolidé 314
État du résultat global consolidé 315
Bilan consolidé 316
Tableau de flux de trésorerie consolidé 317
Variation des capitaux propres consolidés 318

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS 322

6.2 RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES CONSOLIDÉS 430

6.3 COMPTES SOCIAUX 433
Compte de résultat 433
Bilan 434
Tableau de flux de trésorerie 436

ANNEXE AUX COMPTES SOCIAUX 437

6.4 RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES ANNUELS 490

6.5 TABLEAU DES RÉSULTATS DES CINQ DERNIERS EXERCICES 493

6.6 POLITIQUE DE DISTRIBUTION DE DIVIDENDES 494
6.6.1 Dividendes et acomptes sur dividendes versés au cours des trois derniers exercices 494
6.6.2 Politique de distribution, dividende majoré 494
6.6.3 Délai de prescription 494

6.7 CHANGEMENT SIGNIFICATIF DE LA SITUATION FINANCIÈRE OU COMMERCIALE 495

6.8 INFORMATIONS RELATIVES À L'ALLOCATION DES FONDS LEVÉS DANS LE CADRE DES OBLIGATIONS VERTES (GREEN BONDS) ÉMISES PAR EDF 495
Utilisation des fonds levés 495
Évaluation et sélection des projets éligibles financés 495
Gestion des fonds levés 495
Reporting 495

6.1 COMPTES CONSOLIDÉS

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 2017 (établis selon les normes comptables internationales) et le rapport des contrôleurs légaux y afférents, figurant respectivement au chapitre 6, section 6.1 (pages 296 à 408) et 6.2 (pages 409 et 412) du document de référence 2017 du groupe EDF ;
- 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 pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 établis conformément aux normes IAS-IFRS, figurent ci-après. Ils seront soumis à l'approbation de l'Assemblée générale le 16 mai 2019.

COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ

(en millions d'euros)	Notes	2018	2017 retraité (1)
Chiffre d'affaires	7	68 976	64 892
Achats de combustible et d'énergie	8	(33 012)	(32 901)
Autres consommations externes	9	(9 364)	(8 739)
Charges de personnel	10	(13 690)	(12 456)
Impôts et taxes	11	(3 697)	(3 541)
Autres produits et charges opérationnels	12	6 052	6 487
Excédent brut d'exploitation		**15 265**	**13 742**
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading*		(224)	(355)
Dotations aux amortissements		(9 006)	(8 537)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession		(50)	(58)
(Pertes de valeur)/reprises	13	(598)	(518)
Autres produits et charges d'exploitation	14	(105)	1 363
Résultat d'exploitation		**5 282**	**5 637**
Coût de l'endettement financier brut	15.1	(1 716)	(1 778)
Effet de l'actualisation	15.2	(3 486)	(2 959)
Autres produits et charges financiers	15.3	393	2 501
Résultat financier	**15**	**(4 809)**	**(2 236)**
Résultat avant impôts des sociétés intégrées		**473**	**3 401**
Impôts sur les résultats	16	149	(147)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des co-entreprises	23	569	35
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ		**1 191**	**3 289**
Dont résultat net – part du Groupe		**1 177**	**3 173**
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		**14**	**116**
Résultat net part du Groupe par action en euros :	**17**		
Résultat par action		0,20	0,98
Résultat dilué par action		0,20	0,98

(1) Les comptes consolidés de l'exercice 2017 ont été retraités de la norme IFRS 15 (voir note 2.1). S'agissant d'IFRS 9, applicable à compter du 1er janvier 2018, les données comparatives n'ont pas été retraitées, conformément aux dispositions transitoires de la norme.

ÉTAT DU RÉSULTAT GLOBAL CONSOLIDÉ

(en millions d'euros)	2018 Part du Groupe	2018 Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	2018 Total	2017 Part du Groupe	2017 Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	2017 Total
Résultat net consolidé	**1 177**	**14**	**1 191**	**3 173**	**116**	**3 289**
Juste valeur des instruments de couverture – variation brute [1]	34	(19)	15	1 513	4	1 517
Juste valeur des instruments de couverture – effets d'impôt	(89)	-	(89)	(361)	(2)	(363)
Juste valeur des instruments de couverture – quote-part des entreprises associées et des co-entreprises	(7)	-	(7)	6	-	6
Variation de juste valeur des instruments financiers de couverture	***(62)***	***(19)***	***(81)***	***1 158***	***2***	***1 160***
Écarts de conversion des entités contrôlées	(38)	(79)	(117)	(970)	(169)	(1 139)
Écarts de conversion des entreprises associées et des co-entreprises	117	-	117	(531)	-	(531)
Écarts de conversion	***79***	***(79)***	***-***	***(1 501)***	***(169)***	***(1 670)***
Juste valeur des titres de dettes – variation brute [1] [2]	(115)	-	(115)	-	-	-
Juste valeur des titres de dettes – effets d'impôt	42	-	42	-	-	-
Juste valeur des titres de dettes – quote-part des entreprises associées et des co-entreprises	(1)	-	(1)	-	-	-
Juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente – variation brute [1]	-	-	-	107	-	107
Juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente – effets d'impôt	-	-	-	(61)	-	(61)
Juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente – quote-part des entreprises associées et des co-entreprises	-	-	-	77	-	77
Variation de juste valeur des titres de dettes et actifs financiers disponibles à la vente	***(74)***	***-***	***(74)***	***123***	***-***	***123***
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres recyclables en résultat	**(57)**	**(98)**	**(155)**	**(220)**	**(167)**	**(387)**
Juste valeur des titres de capitaux propres – variation brute [2]	(37)	-	(37)	-	-	-
Juste valeur des titres de capitaux propres – effets d'impôt	-	-	-	-	-	-
Juste valeur des titres de capitaux propres – quote-part des entreprises associées et des co-entreprises	-	-	-	-	-	-
Variation de juste valeur des titres de capitaux propres	***(37)***	***-***	***(37)***	***-***	***-***	***-***
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – variation brute [3]	3 141	11	3 152	1 061	60	1 121
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – effets d'impôt	(309)	(1)	(310)	(337)	(12)	(349)
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – quote-part des entreprises associées et des co-entreprises	69	-	69	16	-	16
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi	***2 901***	***10***	***2 911***	***740***	***48***	***788***
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres non recyclables en résultat	**2 864**	**10**	**2 874**	**740**	**48**	**788**
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	**2 807**	**(88)**	**2 719**	**520**	**(119)**	**401**
RÉSULTAT GLOBAL CONSOLIDÉ	**3 984**	**(74)**	**3 910**	**3 693**	**(3)**	**3 690**

(1) Les variations brutes de juste valeur transférées en résultat relatives aux titres de dettes et de capitaux propres et aux instruments financiers de couverture sont présentées respectivement en notes 36.2 et 41.4.
(2) Conformément aux dispositions transitoires d'IFRS 9, les chiffres comparatifs n'ont pas été retraités. Voir note 2.2 pour plus de détail sur les modalités de transition.
(3) Les variations brutes des écarts actuariels sont présentées en note 31.1.2.

BILAN CONSOLIDÉ

ACTIF

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2018	31/12/2017 retraité [1]
Goodwill	18	10 195	10 036
Autres actifs incorporels	19	9 918	8 896
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	20	56 515	54 739
Immobilisations en concessions des autres activités	21	7 339	7 607
Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	22	78 252	75 622
Participations dans les entreprises associées et les co-entreprises	23	8 287	7 249
Actifs financiers non courants	36	37 104	36 787
Autres débiteurs non courants	26	1 796	2 168
Impôts différés actifs	16.3	978	1 220
Actif non courant		**210 384**	**204 324**
Stocks	24	14 227	14 138
Clients et comptes rattachés	25	15 910	16 843
Actifs financiers courants	36	31 143	24 953
Actifs d'impôts courants		869	673
Autres débiteurs courants	26	7 346	7 219
Trésorerie et équivalents de trésorerie	37	3 290	3 692
Actif courant		**72 785**	**67 518**
Actifs détenus en vue de leur vente	43	-	-
TOTAL DE L'ACTIF		**283 169**	**271 842**

CAPITAUX PROPRES ET PASSIF

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2018	31/12/2017 retraité [1]
Capital	27	1 505	1 464
Réserves et résultats consolidés		42 964	39 893
Capitaux propres – part du Groupe		***44 469***	***41 357***
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	27.5	8 177	7 341
Total des capitaux propres	**27**	**52 646**	**48 698**
Provisions liées à la production nucléaire – Aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs	28	49 204	46 410
Autres provisions pour déconstruction	28	2 033	1 977
Provisions pour avantages du personnel	31	17 627	20 630
Autres provisions	28	2 908	2 356
Provisions non courantes	***28***	***71 772***	***71 373***
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	33	46 924	46 323
Passifs financiers non courants	38	52 129	51 365
Autres créditeurs non courants	35	4 896	4 864
Impôts différés passifs	16.3	1 987	2 362
Passif non courant		**177 708**	**176 287**
Provisions courantes	28	6 010	5 484
Fournisseurs et comptes rattachés	34	13 421	13 994
Passifs financiers courants	38	17 167	11 142
Dettes d'impôts courants		205	187
Autres créditeurs courants	35	16 012	16 050
Passif courant		**52 815**	**46 857**
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	43	-	-
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF		**283 169**	**271 842**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées de la norme IFRS 15 (voir note 2.1.3.2).

TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉ

(en millions d'euros)	Notes	2018	2017
Opérations d'exploitation :			
Résultat avant impôt des sociétés intégrées		**473**	**3 401**
Pertes de valeur/(reprises)		598	518
Amortissements, provisions et variations de juste valeur		13 180	9 980
Produits et charges financiers		729	764
Dividendes reçus des entreprises associées et des co-entreprises		387	243
Plus ou moins-values de cession		(1 014)	(2 739)
Variation du besoin en fonds de roulement	44.1	462	1 476
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		***14 815***	***13 643***
Frais financiers nets décaissés		(1 062)	(1 209)
Impôts sur le résultat payés		(389)	(771)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation		**13 364**	**11 663**
Opérations d'investissement :			
Investissements en titres de participation déduction faite de la trésorerie acquise		(484)	(2 463)
Cessions de titres de participation déduction faite de la trésorerie cédée [(1)]		1 261	2 472
Investissements incorporels et corporels	44.2	(16 186)	(14 747)
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles		611	1 140
Variations d'actifs financiers		(2 367)	1 885
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement		**(17 165)**	**(11 713)**
Opérations de financement :			
Augmentation de capital EDF		-	4 005
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle [(2)]		1 548	481
Dividendes versés par EDF	27.3	(511)	(109)
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle		(183)	(183)
Achats/ventes d'actions propres		(3)	(6)
Flux de trésorerie avec les actionnaires		***851***	***4 188***
Émissions d'emprunts		5 711	2 901
Remboursements d'emprunts		(2 844)	(6 304)
Émissions de titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI)	3.5	1 243	-
Rachats de titres subordonnés à durée indéterminée	3.6	(1 329)	-
Rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée	27.4	(584)	(565)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession		131	144
Subventions d'investissement reçues		351	348
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement		***2 679***	***(3 476)***
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement		**3 530**	**712**
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		**(271)**	**662**
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE		**3 692**	**2 893**
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		(271)	662
Incidence des variations de change		(95)	(13)
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie		13	21
Incidence des reclassements		(49)	129
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	**37**	**3 290**	**3 692**

(1) Incluant en 2018, la cession de la société Dunkerque LNG (voir note 3.3) pour un montant de 966 millions d'euros.
Incluant en 2017, la cession partielle de CTE pour un montant de 1 282 millions d'euros (voir note 3.11.3).

(2) Apports par augmentations de capital, ou réductions de capital et acquisitions d'intérêts complémentaires ou cessions d'intérêts dans des sociétés contrôlées. Comprend en 2018, un montant de 797 millions d'euros relatif à la cession de 49 % des titres de parcs éoliens d'EDF Renewables (voir note 3.8.2) et un montant de 743 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. (501 millions d'euros au 31 décembre 2017).

VARIATION DES CAPITAUX PROPRES CONSOLIDÉS

La variation des capitaux propres du 1er janvier au 31 décembre 2018 se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Capital	Actions propres	Écarts de conversion [1]	Écarts de réévaluation des instruments financiers (OCI recyclable) [2]	Autres réserves consolidées et résultat [3]	Capitaux propres part du Groupe	Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total capitaux propres
CAPITAUX PROPRES PUBLIÉS 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 [4]	409	-	-	-	5 018	5 427	-	5 427
Autres variations [5]	-	-	-	-	(93)	(93)	603	510
CAPITAUX PROPRES PUBLIÉS AU 31/12/2017	**1 464**	**(40)**	**136**	**(306)**	**40 103**	**41 357**	**7 341**	**48 698**
Retraitements IFRS 9 (voir note 2.2.2.5)	-	-	-	(1 414)	1 414	-	-	-
CAPITAUX PROPRES RETRAITÉS AU 01/01/2018	**1 464**	**(40)**	**136**	**(1 720)**	**41 517**	**41 357**	**7 341**	**48 698**
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	-	-	79	(136)	2 864	2 807	(88)	2 719
Résultat net	-	-	-	-	1 177	1 177	14	1 191
Résultat global consolidé	**-**	**-**	**79**	**(136)**	**4 041**	**3 984**	**(74)**	**3 910**
Rémunération des TSDI	-	-	-	-	(584)	(584)	-	(584)
Émissions/rachats TSDI (voir notes 3.5 et 3.6)	-	-	-	-	(86)	(86)	-	(86)
Dividendes distribués	-	-	-	-	(1 360)	(1 360)	(183)	(1 543)
Achats/ventes d'actions propres	-	(16)	-	-	-	(16)	-	(16)
Augmentation de capital d'EDF [6]	41	-	-	-	806	847	-	847
Autres variations [7]	-	-	-	-	327	327	1 093	1 420
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2018	**1 505**	**(56)**	**215**	**(1 856)**	**44 661**	**44 469**	**8 177**	**52 646**

(1) Les écarts de conversion varient de 79 millions d'euros au 31 décembre 2018 et sont principalement liés à l'appréciation du dollar par rapport à l'euro partiellement compensée par la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

(2) Les variations de réserves recyclables en résultat (Other Comprehensive Income – OCI Recyclable) sont détaillées dans l'état du Résultat Global. Elles correspondent, d'une part, aux effets des évaluations en valeur de marché des titres de dettes ainsi que des instruments financiers de couverture de flux de trésorerie et d'investissements nets à l'étranger, et d'autre part, aux montants transférés en résultat au titre du recyclage pour les contrats de couverture dénoués et les titres de dettes cédés.

(3) Les variations de juste valeur en OCI non recyclable sont présentées dans la colonne « Autres réserves consolidées et résultat ».

(4) 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, 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.

(5) En 2017, 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 3.11.2), les actionnaires minoritaires détenant 24,5 % du capital.

(6) En 2018, la variation du capital et des autres réserves consolidées (prime d'émission) est liée au paiement en actions du solde de dividendes au titre de 2017 pour un montant de 847 millions d'euros (voir note 27.3).

(7) En 2018, les variations des réserves consolidées et des capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle incluent notamment l'effet de la cession de 49 % des parcs éoliens d'EDF Renewable Ltd. (voir note 3.8.2). Les « autres variations » des capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle incluent également des augmentations de capital versées par CGN dans NNB Holding Ltd. et Sizewell C Holding Co pour 743 millions d'euros et les effets de la cession de Dunkerque LNG pour (433) millions d'euros.

SOMMAIRE DE L'ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS

Note 1 Référentiel comptable du Groupe 323
1.1 Déclaration de conformité et référentiel comptable du Groupe 323
1.2 Évolutions du référentiel comptable 323
1.3 Résumé des principales méthodes comptables et d'évaluation 324

Note 2 Comparabilité des exercices 339
2.1 IFRS 15 – Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients 339
2.2 IFRS 9 – Instruments financiers 340

Note 3 Événements et transactions significatifs 342
3.1 Le premier des deux EPR de la centrale nucléaire de Taishan en Chine entre en exploitation commerciale 342
3.2 Cession d'un portefeuille de plus de 200 actifs à usage de bureaux et d'activités par le groupe EDF à Colony Capital 342
3.3 Finalisation de la cession de la participation d'EDF au capital de Dunkerque LNG 342
3.4 Émissions obligataires : EDF lève 3,75 milliards de dollars américains et 1 milliard d'euros 343
3.5 Émissions d'obligations hybrides 343
3.6 Rachat de certaines souches d'obligations hybrides 343
3.7 Syndication d'une ligne de crédit innovante indexée sur des critères ESG 343
3.8 EDF Renouvelables 343
3.9 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 ») 344
3.10 Projet EPR de Flamanville 3 344
3.11 Opérations et événements majeurs de l'exercice 2017 345

Note 4 Évolutions réglementaires en France 346
4.1 Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) 346
4.2 Tarifs réglementés de ventes d'électricité en France (TRV – Tarifs bleus) 346
4.3 Tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (Turpe) 347
4.4 Compensation des charges de service public de l'énergie (CSPE) 348
4.5 Mécanisme de capacité 349
4.6 Certificats d'Économies d'Énergie (CEE) 349
4.7 ARENH 349

Note 5 Évolutions du périmètre de consolidation 350
5.1 Framatome – finalisation de la comptabilisation du regroupement d'entreprises 350
5.2 Acquisition d'un projet de parc éolien en mer de 450 MW en Écosse 351
5.3 Edison finalise l'acquisition de Edison Énergie (ex Gas Natural Vendita Italia) 351

Note 6 Informations sectorielles 352
6.1 Informations par secteur opérationnel 352
6.2 Chiffre d'affaires en provenance de clients tiers ventilé par groupes de produits ou services 354

COMPTE DE RÉSULTAT 355

Note 7 Chiffre d'affaires 355

Note 8 Achats de combustible et d'énergie 355

Note 9 Autres consommations externes 355

Note 10 Charges de personnel 356
10.1 Charges de personnel 356
10.2 Effectifs moyens 356

Note 11 Impôts et taxes 356

Note 12 Autres produits et charges opérationnels 357
12.1 Subventions d'exploitation 357
12.2 Résultats de déconsolidation et de cession d'immobilisations 357
12.3 Autres produits et charges 357

Note 13 Pertes de valeur/reprises 358
13.1 Pertes de valeur par catégorie d'immobilisations 358
13.2 Tests de perte de valeur sur les goodwill, actifs incorporels et corporels 358

Note 14 Autres produits et charges d'exploitation 361

Note 15 Résultat financier 361
15.1 Coût de l'endettement financier brut 361
15.2 Effet de l'actualisation 361
15.3 Autres produits et charges financiers 361

Note 16 Impôts sur les résultats 362
16.1 Ventilation de la charge d'impôt 362
16.2 Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective (preuve d'impôt) 362
16.3 Variation des actifs et passifs d'impôts différés 363
16.4 Ventilation des impôts différés par nature 363

Note 17 Résultat net et résultat net dilué par action 364

ACTIFS ET PASSIFS D'EXPLOITATION, CAPITAUX PROPRES 365

Note 18 Goodwill 365

6.

18.1 Variation des goodwill 365
18.2 Répartition des goodwill par secteur opérationnel 365

Note 19 Autres actifs incorporels 366

Note 20 Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France 367

20.1 Valeur nette des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France 367
20.2 Variation des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France (hors immobilisations en cours) 367

Note 21 Immobilisations en concessions des autres activités 368

21.1 Valeur nette des immobilisations en concessions des autres activités 368
21.2 Variation des immobilisations en concessions des autres activités (hors immobilisations en cours) 368

Note 22 Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre 369

22.1 Valeur nette des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre 369
22.2 Variation des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre (hors immobilisations en cours et financées par location-financement) 369
22.3 Contrats de location-financement 370

Note 23 Participations dans les entreprises associées et les co-entreprises 371

23.1 Co-entreprise de transport d'électricité (CTE) 371
23.2 CENG 372
23.3 Taishan 373
23.4 Alpiq 373

Note 24 Stocks 374

Note 25 Clients et comptes rattachés 375

25.1 Créances échues/non échues 375
25.2 Opérations de mobilisation de créances 375
25.3 Information sur les actifs sur contrat 375

Note 26 Autres débiteurs 376

Note 27 Capitaux propres 377

27.1 Capital social 377
27.2 Actions propres 377
27.3 Distributions de dividendes 377
27.4 Instruments de capitaux propres 377
27.5 Participations ne donnant pas le contrôle (intérêts minoritaires) 378

Note 28 Provisions 379

Note 29 Provisions liées à la production nucléaire – aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs 380

29.1 Provisions nucléaires en France 380
29.2 Provisions nucléaires d'EDF Energy 386

Note 30 Autres provisions pour déconstruction 388

Note 31 Provisions pour avantages du personnel 389

31.1 Groupe EDF 389
31.2 France (activités régulées et activités de production et commercialisation) 390
31.3 Royaume-Uni 393

Note 32 Autres provisions 396

Note 33 Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France 396

Note 34 Fournisseurs et comptes rattachés 396

Note 35 Autres créditeurs 397

35.1 Avances et acomptes reçus 397
35.2 Dettes fiscales 397
35.3 Produits constatés d'avance sur contrats long terme 397
35.4 Autres dettes 397
35.5 Information sur les passifs sur contrats 397

ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS 398

Note 36 Actifs financiers courants et non courants 398

36.1 Répartition entre les actifs financiers courants et non courants 398
36.2 Titres de dettes et de capitaux propres 398
36.3 Prêts et créances financières 399
36.4 Variation des actifs financiers hors dérivés 399

Note 37 Trésorerie et équivalents de trésorerie 400

Note 38 Passifs financiers courants et non courants 401

38.1 Répartition courant/non courant des passifs financiers 401
38.2 Emprunts et dettes financières 401
38.3 Endettement financier net 404

Note 39 Autres informations sur les actifs et passifs financiers 405

39.1 Juste valeur des instruments financiers 405
39.2 Compensation d'actifs et de passifs financiers 406

Note 40 Gestion des risques marchés et de contrepartie 407

Note 41 Instruments dérivés et comptabilité de couverture 408

41.1 Couverture de juste valeur 408
41.2 Couverture de flux de trésorerie 408
41.3 Couverture d'investissements nets à l'étranger 408
41.4 Impact des dérivés de couverture en capitaux propres 409
41.5 Couvertures de juste valeur liées aux matières premières 410

Note 42 Instruments dérivés non qualifiés de couverture 411

42.1 Dérivés de taux détenus à des fins de transaction 411
42.2 Dérivés de change détenus à des fins de transaction 411
42.3 Contrats dérivés de matières premières non qualifiés de couverture 412

ACTIFS ET PASSIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE 412

Note 43 Actifs et passifs détenus en vue de leur vente 412

FLUX DE TRÉSORERIE ET AUTRES INFORMATIONS 413

Note 44 Flux de trésorerie 413

44.1 Variation du besoin en fonds de roulement 413
44.2 Investissements incorporels et corporels 413

Note 45 Actifs dédiés d'EDF 414

45.1 Réglementation 414
45.2 Composition et évaluation des actifs dédiés 414
45.3 Valorisation des actifs dédiés d'EDF 415
45.4 Situation de couverture des obligations nucléaires de long terme 415
45.5 Évolutions des actifs dédiés sur l'exercice 2018 416
45.6 Actifs dédiés de Framatome et SOCODEI 416

Note 46 Engagements hors bilan 417

46.1 Engagements donnés 417
46.2 Engagements reçus 420

Note 47 Passifs Éventuels 421

47.1 Contrôles fiscaux 421
47.2 Litiges en matière sociale 422
47.3 Enedis – contentieux avec des producteurs photovoltaïques 422

Note 48 Parties liées 423

48.1 Transactions avec les sociétés du périmètre de consolidation 423
48.2 Relations avec l'État et les sociétés participations de l'État 423
48.3 Rémunération des organes d'administration et de Direction 424

Note 49 Environnement 425

49.1 Droits d'émission de gaz à effet de serre 425
49.2 Certificats d'Économies d'Énergie 425
49.3 Certificats d'énergie renouvelable 425

Note 50 Événements postérieurs à la clôture 425

Note 51 Périmètre de consolidation au 31 décembre 2018 426

51.1 Sociétés consolidées par intégration globale 426
51.2 Société détenue sous forme d'activités conjointes 427
51.3 Sociétés consolidées par mise en équivalence 428
51.4 Sociétés pour lesquelles les droits de vote diffèrent du pourcentage d'intérêt 428

Note 52 Honoraires des Commissaires aux comptes 429

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 co-entreprises pour l'exercice clos le 31 décembre 2018.

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 3.11.2).

Les comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2018 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration, qui les a arrêtés en date du 14 février 2019. Ces comptes ne seront définitifs qu'à l'issue de l'Assemblée générale, qui se tiendra le 16 mai 2019.

NOTE 1 RÉFÉRENTIEL COMPTABLE DU GROUPE

1.1 DÉCLARATION DE CONFORMITÉ ET RÉFÉRENTIEL COMPTABLE DU GROUPE

En application du règlement européen 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, les comptes consolidés du 31 décembre 2018 du groupe EDF sont préparés sur la base des règles de présentation, de reconnaissance et d'évaluation des normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 31 décembre 2018. 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 2018.

1.2 ÉVOLUTIONS DU RÉFÉRENTIEL COMPTABLE

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées par le Groupe dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2018 sont identiques à celles utilisées dans les états financiers au 31 décembre 2017 à l'exception des changements ci-après :

1.2.1 IFRS 15 « Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients » et IFRS 9 « Instruments financiers ».

Ces deux nouvelles normes adoptées par l'Union européenne sont applicables pour les exercices ouverts à partir du 1er janvier 2018. Les informations requises par la norme IAS 8 sur les effets de leur application par le Groupe sont détaillées en note 2.

1.2.2 IFRIC 22 « Transactions en monnaies étrangères et contrepartie anticipée »

L'interprétation IFRIC 22 applicable pour les exercices ouverts à partir du 1er janvier 2018 a été adoptée par l'Union européenne le 28 mars 2018. Elle 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 cours du jour, sans réévaluation ultérieure. L'application prospective de cette interprétation n'a pas d'impact significatif sur les comptes consolidés du groupe EDF.

1.2.3 Autres textes applicables au 1er janvier 2018

En outre, les textes suivants sont sans impact sur les comptes du Groupe :

- amendements à IAS 40 « Immeubles de placement » : « Transferts des immeubles de placement » adoptés le 14 mars 2018 ;
- amendements à IFRS 2 « Paiement fondé sur des actions » : « Classification et évaluation des transactions dont le paiement est fondé sur des actions » adoptés le 26 février 2018 ;
- amendements à IFRS 4 « Contrats d'assurance » : « Application d'IFRS 9 Instruments financiers et d'IFRS 4 Contrats d'assurance », adoptés le 3 novembre 2017 ;
- améliorations annuelles des IFRS cycle 2014-2016 adoptées le 7 février 2018.

1.2.4 Textes adoptés par l'Union européenne mais dont l'application est postérieure au 31 décembre 2018

1.2.4.1 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 1er janvier 2019.

Selon cette norme, 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 « droit d'utilisation » en contrepartie d'une dette financière. À ce jour, les contrats existants qualifiés de locations « simples » sont présentés en engagements hors bilan (voir note 46.1.1.3).

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 Groupe a dans un premier temps identifié les impacts potentiels de l'application de cette nouvelle norme par le biais de questionnaires adressés à l'ensemble de ses filiales et portant sur les caractéristiques des contrats de location simple existants au 31 décembre 2017. Sur la base de ces travaux, la méthode rétrospective dite « modifiée » a été retenue.

Conformément aux prescriptions de la norme, le taux d'emprunt marginal sera utilisé pour le calcul d'actualisation de la dette locative à la date de transition. Celui-ci représente le taux d'endettement marginal d'EDF, calculé sur la base des taux zéro-coupon d'emprunt EDF, ajusté du risque devises, d'une prime de risque pays, de la durée des contrats et du risque de crédit de la filiale.

Par ailleurs, le Groupe a choisi d'appliquer les deux exemptions proposées par la norme et donc ne reconnaît pas :

- les contrats ayant une durée inférieure ou égale à 12 mois (et à la transition, les contrats dont le terme se situe dans les 12 mois suivant la date de première application de la norme) ;
- les contrats de location de biens ayant une valeur à neuf individuelle inférieure à 5 000 dollars.

Sur la base des travaux effectués au 30 juin 2018, la mise en œuvre d'IFRS 16 dans les comptes du Groupe au 31 décembre 2017, en appliquant la méthode rétrospective modifiée, se serait traduite par une augmentation de l'endettement financier net de 4,3 milliards d'euros (Framatome inclus), aurait eu un impact positif de l'ordre de 0,5 milliard d'euros sur l'excédent brut d'exploitation au titre de l'exercice 2017 (hors Framatome, et incluant une annulation partielle de plus-values de cessions réalisées pour 0,2 milliard d'euros) et le résultat net consolidé n'aurait pas été modifié de manière significative.

Au 31 décembre 2018, une nouvelle évaluation des impacts d'IFRS 16 a été effectuée. Sur la base de l'application de la méthode rétrospective modifiée, la mise en œuvre de la norme se traduit par une augmentation de l'endettement financier net de l'ordre de 4,5 milliards d'euros au 31 décembre 2018 ; par ailleurs, selon les calculs effectués par le Groupe, la mise en œuvre d'IFRS 16 sur la base de la méthode rétrospective modifiée aurait eu un impact positif de l'ordre de 0,5 milliard d'euros sur l'excédent brut d'exploitation au titre de 2018 (incluant une annulation partielle de plus-values de cessions réalisées pour 0,2 milliard d'euros) et le résultat net consolidé n'aurait pas été modifié de manière significative. Du fait de la mise en œuvre de la méthode rétrospective modifiée, les effets communiqués ci-dessus sur l'excédent brut d'exploitation et le résultat net consolidé sont fournis à titre d'information, en application d'IAS 8.30.

L'évolution de la dette de location estimée entre le 31 décembre 2017 et le 31 décembre 2018 résulte principalement de nouveaux contrats de location, de révisions et mises à jour de contrats, partiellement compensés par le remboursement de la dette et une sortie de périmètre.

Au 31 décembre 2018, les écarts entre les engagements liés aux contrats de location simple présentés en application d'IAS 17 et la dette locative estimée selon IFRS 16 s'expliquent de la manière suivante :

(en milliards d'euros)	31/12/2018
Engagements de location simple en tant que preneur au 31/12/2018 (note 46.1.1.3)	**4,4**
Contrats non comptabilisés en application des exemptions d'IFRS 16	(0,1)
Différences dans les durées retenues liées aux options de résiliation et de prolongation dont l'exercice est raisonnablement certain	1,1
Contrats signés en 2018 pour un actif disponible après le 1er janvier 2019	(0,3)
Autres	(0,1)
Dette locative non actualisée estimée au titre d'IFRS 16 au 31/12/2018	**5,0**
Effet de l'actualisation	(0,5)
Dette locative actualisée estimée au titre d'IFRS 16 au 31/12/2018	**4,5**

1.2.4.2 Amendements IFRS 9

Les amendements à IFRS 9 « Instruments financiers » : « Caractéristiques de remboursement anticipé avec rémunération négative » adoptés le 22 mars 2018 par l'Union européenne seront applicables à compter du 1er janvier 2019. Sur la base des opérations réalisées à date, aucun impact n'est attendu pour le Groupe.

1.2.4.3 Interprétation IFRIC 23 « Incertitude relative au traitement des impôts sur le résultat »

L'interprétation IFRIC 23 « Incertitude relative au traitement des impôts sur le résultat » adoptée le 23 octobre 2018 par l'Union européenne sera applicable au 1er janvier 2019.

Elle clarifie l'application des dispositions d'IAS 12 « Impôts sur le résultat » concernant la comptabilisation et l'évaluation de l'impôt, en présence d'une incertitude fiscale. Selon les analyses effectuées par le Groupe en 2018, la mise en œuvre d'IFRIC 23 ne devrait pas donner lieu à des impacts significatifs pour le Groupe.

1.2.4.4 Amendements à IAS 28 « Intérêts à long terme dans une entreprise associée ou une co-entreprise »

Ces amendements ont été adoptés par l'Union européenne le 8 février 2019. Ils visent à préciser que l'entité doit appliquer en premier lieu IFRS 9 « Instruments financiers », aux autres intérêts dans une entreprise associée ou une co-entreprise, qui constituent une partie de sa participation nette dans l'entreprise associée ou la co-entreprise, mais auxquels la méthode de la mise en équivalence n'est pas appliquée. Ce texte ne donnerait pas lieu à des impacts significatifs pour le Groupe.

1.2.5 Textes publiés par l'IASB mais non adoptés par l'Union européenne

Les textes suivants n'ont pas encore fait l'objet d'une adoption par l'Union européenne. Ils seraient applicables aux exercices ouverts à compter du 1er janvier 2019, du 1er janvier 2020 ou du 1er janvier 2021. Des analyses sont en cours pour estimer l'impact éventuel de ces textes sur les comptes du Groupe :

- amendements à la norme IAS 19 intitulés « Modification, réduction ou liquidation d'un régime ». IAS 19 imposait déjà de mettre à jour les hypothèses actuarielles et de réévaluer le passif (ou l'actif) net au titre des prestations définies. Ces amendements clarifient le fait qu'une société doit mettre à jour ces hypothèses actuarielles en cours d'exercice, pour évaluer le coût des services rendus et l'intérêt net au titre des prestations définies à compter de la date du changement ;
- améliorations annuelles des IFRS cycle 2015 – 2017, contenant des amendements à :
  - IFRS 3 et IFRS 11 : l'acquisition d'intérêts supplémentaires par un des partenaires à l'activité conjointe entraînant obtention du contrôle exclusif conduit à la réévaluation à la juste valeur par résultat de son intérêt antérieur dans les actifs et passifs de l'activité conjointe,
  - IAS 12 : les impacts fiscaux liés à la distribution de dividendes sont à comptabiliser en résultat, en autres éléments du résultat global ou en capitaux propres en cohérence avec la comptabilisation de l'opération qui les a générés,
  - IAS 23 : prévoit que lorsqu'une entreprise contracte un emprunt spécifique pour une immobilisation en construction, les intérêts au titre de cet emprunt sont affectés à cette immobilisation jusqu'à ce que les activités indispensables à la préparation de cet actif préalablement à son objet soient pratiquement terminées. Les intérêts sont alors traités de manière collective avec ceux d'autres emprunts non spécifiques ;
- amendements à IFRS 3 : « Définition d'une entreprise » afin de clarifier la distinction entre une acquisition d'entreprises ou d'une acquisition d'actifs ;
- amendements au cadre conceptuel publié le 29 mars 2018 ;
- amendements à IAS 1 et IAS 8 : « Définition de la matérialité » ;
- IFRS 17 « Contrats d'assurances ».

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.

La durée d'amortissement des tranches du palier 900 MW a été portée de 40 ans à 50 ans en 2016 (à l'exception de la centrale de Fessenheim), les conditions techniques, économiques et de gouvernance étant réunies. 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.

Comme indiqué en note 4.1, le projet de PPE prévoit sous certaines conditions la fermeture de deux tranches nucléaires en 2027 et 2028, en anticipation de leur cinquième visite décennale. Si la PPE est adoptée en ce sens, cela pourrait alors conduire à modifier prospectivement la durée d'amortissement des deux tranches concernées. S'agissant d'une anticipation de quelques années concernant deux tranches du parc, l'effet sur les dotations aux amortissements annuels, qui dépendra des tranches qui seront retenues, serait peu significatif.

Le projet de PPE indique par ailleurs que la fermeture des deux réacteurs de Fessenheim devra intervenir « à l'horizon du printemps 2020, en application du plafonnement de la puissance électronucléaire installée, et pour permettre la mise en service de l'EPR de Flamanville ». En fonction des dispositions définitives de la PPE, le plan d'amortissement de Fessenheim qui prend aujourd'hui fin en novembre 2019, sera prospectivement modifié en conséquence.

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.

Comme indiqué en note 4.1, le projet de PPE prévoit sous certaines conditions la fermeture de deux tranches nucléaires en 2027 et 2028, en anticipation de leur cinquième visite décennale. Si la PPE est adoptée en ce sens, cela pourrait alors conduire à modifier le montant des provisions nucléaires associées. S'agissant d'une anticipation de quelques années concernant deux tranches du parc, l'impact sur les provisions nucléaires pourrait alors correspondre à une augmentation de quelques dizaines de millions d'euros, par contrepartie des actifs concernés au bilan.

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 2018 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 usé.

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 2018 sont détaillées en note 31. Ces hypothèses sont mises à jour annuellement. Le Groupe estime que les hypothèses actuarielles retenues au 31 décembre 2018 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 révise 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'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.

1.3.2.7 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 45.3). 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 titres de dettes ou de capitaux propres, en application de la norme IFRS 9.

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 co-entreprises 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 influer 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 co-entreprises

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 co-entreprise est un partenariat dans lequel les parties (co-entrepreneurs), 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 co-entreprises 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 co-entreprises » 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.

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.

En application de l'interprétation IFRIC 22, 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.

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 des ventes d'énergie (aux clients finals et dans le cadre d'activités de négoce), des prestations d'acheminement pour l'utilisation du réseau de transport et de distribution, et des prestations de raccordement. Il inclut également les revenus issus d'autres prestations de services et livraisons de biens, principalement des prestations d'ingénierie, d'exploitation et de maintenance, des services annexes aux ventes d'énergie, des activités de conception, livraison et mise en service d'installations de production d'énergie ou de gros composants de ces installations.

Le chiffre d'affaires relatif aux ventes d'énergie est reconnu au fur et à mesure des livraisons aux clients.

Les quantités d'énergie livrées non relevées non facturées sont déterminées à partir de statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente et sont reconnues en chiffre d'affaires sur cette base.

Conformément aux dispositions d'IFRS 15 relatives à la distinction agent/principal, les prestations d'acheminement sont reconnues en chiffre d'affaires :

- soit lorsque ces prestations ne sont pas distinctes de la fourniture d'énergie ;
- soit lorsqu'elles constituent des prestations distinctes de la fourniture d'énergie et que l'entité concernée intervient en qualité de principal notamment parce qu'elle porte le risque d'exécution de la prestation ou qu'il lui est possible de fixer le tarif d'acheminement au client final.

Les opérations de négoce sur le marché de l'énergie *(trading)* et les transactions d'optimisation réalisées par certaines entités du Groupe dans le cadre de sa politique de gestion des risques sont comptabilisées nettes des achats.

Le chiffre d'affaires relatif aux autres prestations de services ou livraisons de biens est reconnu à l'avancement dans les 3 cas suivants, sur la base d'une analyse contractuelle :

- Le client reçoit et consomme simultanément tous les avantages générés au fur et à mesure de la réalisation de la prestation par le Groupe (cas notamment des prestations d'exploitation et de maintenance).
- Le bien ou le service à fournir ne peut être réaffecté à un autre client et le Groupe a un droit à paiement pour les travaux réalisés à date (cas notamment de certaines activités de conception, de livraison et mise en service d'installations de production d'énergie ou de gros composants, qui sont conçus spécifiquement pour un client).
- La prestation crée ou valorise un actif (bien ou service) dont le client obtient le contrôle au fur et à mesure de la réalisation de la prestation.

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 1er 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. Les fournisseurs répercutent dans leur prix de vente aux clients finals le coût du mécanisme de capacité.

  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 Renouvelables (ex 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 ;
  - la répercussion aux clients finals du coût du mécanisme de capacité dans les tarifs réglementés de vente et les offres à prix de marché est reconnue en chiffre d'affaires au fur et à mesure des livraisons d'électricité ; toutefois l'ARENH intègre depuis début 2017 une valeur capacitaire, suite à l'entrée en vigueur du mécanisme de capacité, les modalités de cession des garanties de capacité associées à l'ARENH ayant été définies par la CRE ;
  - 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.

  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 et répercutent le coût de cette capacité dans leur prix de vente aux clients finals.

  EDF Energy est concernée par les deux aspects du dispositif en tant qu'exploitant d'installations de production et fournisseur.

  Comptablement, la rémunération perçue en tant qu'exploitant est reconnue en chiffre d'affaires l'année de la livraison et la contribution versée au fonds en qualité de fournisseur d'électricité est reconnue en charge sur la période de pointe. La répercussion aux clients finals du coût du mécanisme de capacité est reconnue en chiffre d'affaires au fur et à mesure des livraisons d'électricité.

  Le 15 novembre 2018, le mécanisme de capacité au Royaume-Uni a été suspendu suite à une décision de la Cour de justice Européenne indiquant que ce mécanisme n'est pas conforme aux dispositions européennes en matière d'aides d'État. L'objectif du gouvernement britannique est de mettre en place un nouveau mécanisme permettant de tenir de nouvelles enchères pour l'été 2019 correspondant à une période de livraison 2019/2020, aucun chiffre d'affaires n'a ainsi été reconnu à ce titre sur la période de suspension relative à 2018.

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 titres de dettes ou de capitaux propres.

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 1er 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 co-entreprise, 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 IFRS 9.

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 1er 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 ; et
- 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 co-entreprises 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 co-entreprises ».

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 ;
- 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 amortis 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
- autres installations générales 10 à 20 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 stipulations 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, EDF puis Enedis est le concessionnaire chargé de l'exploitation de l'essentiel des réseaux de distribution publique en France.

Conformément au Code de l'énergie et au Code général des collectivités territoriales, la distribution publique d'électricité est assurée principalement sous un régime spécifique de concession de service public. À cet effet, les autorités concédantes (collectivités territoriales ou établissements publics de coopération intercommunale) organisent le service public de la distribution d'énergie électrique dans le cadre de contrats de concession dont les cahiers des charges fixent les droits et obligations respectifs du concédant et du concessionnaire. Enedis dessert ainsi 95 % de la population métropolitaine continentale. Les 5 % restants sont desservis par des Entreprises Locales de Distribution (ELD).

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.

Modèles de contrat

Selon leur date de signature, les contrats de concession d'Enedis relèvent de différents modèles.

Modèle de contrat 1992 (mis à jour en 2007)

Le modèle de cahier des charges de concessions de 1992 (mis à jour en 2007) a été négocié avec la FNCCR (Fédération nationale des collectivités concédantes et régies) et approuvé par les pouvoirs publics. Dans le cadre de ce modèle de contrat, Enedis a l'obligation de pratiquer des amortissements industriels et de constituer des provisions pour renouvellement.

Modèle de contrat 2017

Le 21 décembre 2017, un accord-cadre sur un nouveau modèle de contrat de concession a été signé avec la FNCCR et France Urbaine, qui modernise dans la durée la relation d'Enedis avec les autorités concédantes et marque l'attachement des parties aux principes du modèle concessif français de la distribution d'électricité : service public, solidarité territoriale et optimisation nationale. La FNCCR et France urbaine, signataires de l'accord, représentent les autorités concédantes, en particulier les syndicats de communes, les grandes villes concédantes, les communautés et les métropoles lorsqu'elles exercent la compétence d'autorité concédante de la distribution publique d'électricité.

Depuis 2018, les contrats de concession nouvellement signés relèvent du modèle de contrat de concession validé le 21 décembre 2017. Les passifs associés aux concessions existant à la date d'effet du nouveau contrat, constitués au titre du contrat précédent et représentant les droits de l'autorité concédante sur les ouvrages concédés, sont maintenus à cette date. Comme pour les contrats signés depuis 2011, l'obligation contractuelle de comptabiliser des dotations à la provision pour renouvellement a été supprimée et la gouvernance des investissements a évolué.

En vue d'assurer la bonne exécution du service public, le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante conviennent désormais d'établir, de façon concertée, un dispositif de gouvernance des investissements sur le réseau public de distribution d'électricité sur le territoire de la concession, incluant le renouvellement des ouvrages. Ce dispositif se traduit principalement par un schéma directeur d'investissements, correspondant à une vision de long terme des évolutions du réseau sur le territoire de la concession, et des programmes pluriannuels d'investissements (PPI), par périodes de 4 à 5 ans, correspondant à une déclinaison à moyen terme du schéma directeur. Les PPI comportent des objectifs précis par finalités d'investissement, portant sur une sélection d'investissements quantifiés et localisés et faisant l'objet d'une évaluation financière pour la durée du programme. S'il était constaté à l'issue d'un PPI que certains investissements n'auraient pas été réalisés, l'autorité concédante pourrait dans certaines conditions enjoindre Enedis de déposer une somme équivalente à 7 % du montant des investissements restant à réaliser, somme qui lui serait restituée, ou non, en fonction des investissements réalisés à l'issue d'un délai de deux ans.

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 (concédant ou concessionnaire), pour leur coût d'acquisition ou à leur valeur estimée d'apport pour les biens remis par le concédant.

1.3.13.2.2 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.

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 dit des « délais glissants », ainsi définis 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).

1.3.13.2.3 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). Ces actifs participent au calcul de la valeur d'équivalence de CTE au bilan consolidé du Groupe.

1.3.13.2.4 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 concédant, les installations remises par ce dernier ou construites à sa demande.

Ces contrats fixent les conditions de rémunérations et de transfert des installations au concédant 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 affectée.

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 CO_2, la demande en électricité, les interconnections, 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 CO_2, 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

Le classement et l'évaluation des actifs financiers dépendent du modèle de gestion et des caractéristiques contractuelles des instruments. En application de la norme IFRS 9, lors de leur comptabilisation initiale, les actifs financiers sont classés au coût amorti, à la juste valeur par capitaux propres ou à la juste valeur par résultat.

Au sein du Groupe, les actifs financiers comprennent les titres de capitaux propres (en particulier les titres de participation non consolidés), les titres de dettes, 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 instruments financiers affectés aux actifs dédiés sont présentés en note 45.

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.

1.3.16.1 Modalités d'évaluation et de classification 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.

1.3.16.1.1 Actifs financiers à la juste valeur par capitaux propres

Les actifs financiers évalués à la juste valeur par capitaux propres comprennent :

- certains titres de participation dans les sociétés non consolidées, pour lesquels le Groupe a effectué le choix irrévocable de présenter dans les autres éléments du résultat global les variations ultérieures de juste valeur, sans possibilité de transfert au compte de résultat en cas de cession. Seuls les dividendes perçus au titre de ces instruments sont comptabilisés au compte de résultat en « Autres produits financiers » ;
- les titres de dettes (de nature obligataire) investis dans un modèle mixte de collecte de flux de trésorerie et de revente et dont les flux contractuels sont uniquement constitués de paiements relatifs au principal et à des intérêts reflétant la valeur temps de l'argent et le risque de crédit associé à l'instrument (test « SPPI » – *Solely Payment of Principal and Interests* selon les dispositions de la norme IFRS 9). Les variations de juste valeur sont comptabilisées directement en OCI recyclable. Elles sont transférées en résultat au moment de la cession de ces actifs financiers. Pour ces 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 financiers ».

Lors de la comptabilisation initiale, ces actifs financiers sont évalués à leur juste valeur augmentée des coûts de transaction attribuables à leur acquisition. À chaque date d'arrêté, ils sont évalués à la juste valeur déterminée sur la base de prix cotés, selon la méthode des flux futurs actualisés ou sur la base de références externes pour les autres instruments financiers.

1.3.16.1.2 Actifs financiers à la juste valeur par 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 s'il s'agit :

- d'actifs acquis dès l'origine avec l'intention de revente à brève échéance ;
- de dérivés non qualifiés de couverture (dérivés de transaction) ;
- d'instruments de capitaux propres (titres de participation non consolidés) pour lesquels le Groupe n'a pas retenu l'option irrévocable de les classer à la juste valeur par capitaux propres non recyclables ;
- de titres de dettes ne répondant pas au modèle de gestion de collecte des flux de trésorerie et aux caractéristiques contractuelles du test SPPI. Sont principalement concernées les parts détenues dans des Organismes de Placement Collectif (OPC), qui sont des titres de dettes ne répondant pas au test SPPI, indépendamment du modèle de gestion.

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, 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 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 de certaines 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'IFRS 9 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 IFRS 9 (voir note 1.3.16.3).

1.3.16.1.3 Prêts et créances financières

Les prêts et créances financières sont comptabilisés au coût amorti si le modèle de gestion consiste à détenir l'instrument afin d'en collecter les flux de trésorerie contractuels, flux uniquement constitués de paiements relatifs au principal et de ses intérêts.

Les intérêts sont comptabilisés selon la méthode du taux d'intérêt effectif dans le poste « Autres produits financiers » du compte de résultat.

Les prêts et créances financières qui ne sont pas éligibles à un classement au coût amorti sont comptabilisés à la juste valeur avec variations de juste valeur au compte de résultat dans le poste « Autres produits et charges financiers ».

1.3.16.1.4 Emprunts et dettes financières

En dehors des modalités spécifiques liées à la comptabilité de couverture (voir note 1.3.16.3 (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.

1.3.16.2 Dépréciation d'actifs financiers évalués à la juste valeur par autres éléments du résultat global ou au coût amorti

IFRS 9 établit un modèle de dépréciation fondé sur les pertes de crédit attendues dit ECL *(expected credit loss*).

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. En application de la politique de gestion des risques, la quasi-totalité du portefeuille obligataire du Groupe est constituée d'instruments émis par des contreparties dont le niveau de risque est faible, notées *« catégorie d'investissement »*.

Dans cette situation, l'estimation des pertes de crédit attendues est réalisée sur un horizon de 12 mois après la date de clôture.

Le seuil d'identification d'une dégradation significative du risque de crédit intervient dès lors que la contrepartie n'est plus notée *« catégorie d'investissement »*. Dès lors, l'augmentation significative du risque de défaillance peut conduire à réestimer les pertes de crédit attendues sur la durée de vie résiduelle de l'instrument.

Pour les prêts et créances, 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.

1.3.16.3 Instruments financiers dérivés

1.3.16.3.1 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 IFRS 9.

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 IFRS 9, 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 IFRS 9.

Le Groupe analyse l'ensemble de ses contrats, portant sur des passifs financiers ou des éléments non financiers, afin d'identifier 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 et fait l'objet d'une comptabilisation séparée à la juste valeur dès la mise en place du contrat.

1.3.16.3.2 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 (voir note 1.3.16.3.3).

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.

1.3.16.3.3 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 IFRS 9 afin de qualifier une opération pour la comptabilité de couverture :

- la relation de couverture ne comprend que des instruments de couverture et des éléments couverts éligibles ;
- la relation de couverture fait l'objet dès son origine d'une désignation formelle et d'une documentation structurée ;
- la relation de couverture satisfait aux contraintes d'efficacité de la couverture notamment le respect du ratio de couverture.

En ce qui concerne les opérations de couverture de flux de trésorerie, la transaction future, objet de la couverture, doit être hautement probable.

La relation de couverture prend fin dès lors qu'elle cesse de satisfaire aux critères précités. Cela comprend les situations où l'instrument de couverture expire ou est vendu, résilié ou exercé, ou lorsque les objectifs de gestion des risques initialement documentés ne sont plus remplis.

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 les typologies de couverture suivantes :

(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.

Certains emprunts et dettes financières font 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 l'exposition à la variabilité des flux de trésorerie associés à un actif ou un passif, ou à une transaction future hautement probable, 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 part efficace et en résultat pour la part 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 ou viennent en ajustement de la valeur de l'actif acquis.

(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.

1.3.16.4 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.

1.3.16.5 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.

1.3.17 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.

Ainsi pour la France, 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, du fait de la prise en compte de la notion de « Combustible engagé » définie par l'arrêté du 21 mars 2007.

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 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. 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 4.5) ;
- les en-cours de production de biens et de services liés notamment aux activités d'EDF Renouvelables, 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, elles sont ensuite comptabilisées au coût amorti ou à la juste valeur par autres éléments du résultat global.

Les clients et comptes rattachés incluent également le montant des factures à établir relatives à l'énergie livrée et non facturée, qui sont présentés nettes des avances perçues des clients mensualisés.

Le Groupe suit la mesure simplifiée d'IFRS 9 pour calculer les pertes de crédit attendues à l'égard des créances clients, en ayant recours à des matrices de provisions construites sur la base d'historiques de pertes de crédit.

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 titres de dettes ou de capitaux propres 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

Les titres subordonnés à durée indéterminée émis par le Groupe (émission « hybride ») contiennent des options de remboursement, qui sont à la main d'EDF. Celles-ci sont exerçables à l'issue d'une période minimum, qui diffère selon les termes propres à chaque émission, 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 (voir notes 3.5, 3.6 et 27.4).

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.

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 peuvent être relatives à la couverture du déficit de droit d'émissions de gaz à effet de serre, de certificats d'énergie renouvelable, de Certificats d'Économies d'Énergie, 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 mentionnée 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 duration 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 duration 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 nette 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, sous-groupe CTE, Électricité de Strasbourg, EDF PEI et certaines filiales du sous-groupe Dalkia.

Suite à la réforme du financement du régime spécial des IEG entrée en vigueur au 1er 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 (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 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 1er 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 ayant 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.

1.3.22.2.2 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.

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 3,9 % ;
- l'amortissement du financement du concédant est également actualisé au taux de 3,9 %.

Le tableau qui suit donne les impacts d'Enedis d'une telle simulation pour l'exercice 2018 :

IMPACTS SUR LE COMPTE DE RÉSULTAT

(en millions d'euros et avant impôt)	2018
Résultat d'exploitation	132
Résultat financier	(571)
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	(439)

IMPACTS BILAN – CAPITAUX PROPRES

(en millions d'euros et avant impôt)	2018
À l'ouverture	1 690
À la clôture	1 251

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 créditeurs » 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 45 – 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 régulatoires (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'arrêté.

En l'absence d'attribution gratuite de droits d'émission, une provision est constatée systématiquement à hauteur des émissions réelles à la date d'arrêté.

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'arrêté, 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 IFRS 9 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 ses propres actifs 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'arrêté 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

2.1 IFRS 15 – PRODUITS DES ACTIVITÉS ORDINAIRES TIRÉS DE CONTRATS CONCLUS AVEC DES CLIENTS

La norme IFRS 15 « Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients » est applicable à partir du 1er janvier 2018 (voir note 1.3.7).

La méthode rétrospective complète a été appliquée par le Groupe sans impact sur les capitaux propres d'ouverture.

Ces changements ont pour conséquence une réduction du chiffre d'affaires et des achats d'énergie publiés au 31 décembre 2017 à hauteur de 4 740 millions d'euros sans impact sur l'Excédent Brut d'Exploitation (EBE). Par ailleurs, au bilan, suite à la mise en place de la compensation des avances clients avec les créances correspondant à l'énergie livrée non facturée (voir note 2.1.3.2), les postes créances clients et comptes rattachés, autres débiteurs courants et autres créditeurs courants publiés au 31 décembre 2017 sont respectivement diminués à hauteur des montants suivants : 6 568 millions d'euros, 2 342 millions d'euros et 8 910 millions d'euros.

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.

Les opérations dont le traitement comptable est modifié sont les suivantes :

2.1.1 Comptabilisation des produits d'acheminement d'énergie (distinction agent-principal)

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 Italie et au Royaume-Uni, en revanche, le fournisseur d'énergie est qualifié de principal.

En ce qui concerne les prestations d'acheminement d'électricité en France, elles sont très majoritairement réalisées par Enedis, le gestionnaire de réseau de distribution et filiale régulée du Groupe. En conséquence, la distinction agent – principal sur l'acheminement électricité en France n'a d'impact que sur la présentation du chiffre d'affaires dans l'information sectorielle.

Ces évolutions conduisent à réduire le chiffre d'affaires de l'exercice 2017 publié à hauteur du montant de l'acheminement gaz et électricité en Belgique et du montant de l'acheminement gaz en France (ainsi que l'acheminement électricité en France réalisé par des Gestionnaires de Réseau de Distribution (GRD) externes au Groupe), soit au total 1 527 millions d'euros en contrepartie d'une diminution des charges d'acheminement de même montant (au sein des achats de combustible et d'énergie).

2.1.2 Comptabilisation des transactions d'achat et vente d'énergie sur les marchés dans le cadre des activités d'optimisation

Les analyses menées ont conduit le Groupe à considérer qu'une comptabilisation en net des opérations d'optimisation reflète de façon plus pertinente la réalité économique, alors que certaines des entités du Groupe (en Italie, en Belgique et en France pour Dalkia) les présentaient jusqu'ici, en brut avec pour contrepartie des achats d'énergie. Ce changement entraîne une réduction du chiffre d'affaires et des achats de combustible et d'énergie publiés au 31 décembre 2017 à hauteur de 2 793 millions d'euros.

2.1.3 Autres impacts

2.1.3.1 Autres impacts au compte de résultat consolidé

D'autres transactions comptabilisées en « brut » ont également fait l'objet d'une présentation en « net » selon les dispositions d'IFRS 15 : opérations de mandat en Italie et règlements effectués dans le cadre du mécanisme d'équilibre du réseau électrique français, pour un montant total de 420 millions d'euros. Ces retraitements sont sans impact sur l'EBE du Groupe publié au 31 décembre 2017.

2.1.3.2 Impacts au bilan consolidé

Les clients et comptes rattachés qui incluent le montant des factures à établir relatives à l'énergie livrée et non facturée sont désormais présentés nets des avances perçues des clients mensualisés.

Ce changement entraîne une réduction des postes Clients et comptes rattachés et des Autres créditeurs courants pour un montant de 6 568 millions d'euros au 31 décembre 2017. Corrélativement les taxes associées à ces flux sont également nettées à hauteur de 2 342 millions d'euros au 31 décembre 2017 (diminution du poste « dettes fiscales » classé en Autres créditeurs courants, en contrepartie des postes de « créances fiscales » classés en Autres débiteurs courants).

2.1.4 Synthèse des impacts sur l'EBE du Groupe et l'information sectorielle

(en millions d'euros)	31/12/2017 publié	Impacts IFRS 15	31/12/2017 retraité
Chiffre d'affaires	69 632	(4 740)	64 892
Achats de combustible et d'énergie	(37 641)	4 740	(32 901)
Autres consommations externes	(8 739)	-	(8 739)
Charges de personnel	(12 456)	-	(12 456)
Impôts et taxes	(3 541)	-	(3 541)
Autres produits et charges opérationnels	6 487	-	6 487
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	**13 742**	**-**	**13 742**

Le tableau ci-dessous présente l'information sectorielle publiée au 31 décembre 2017 retraitée des impacts de la norme IFRS 15 :

Publié au 31 décembre 2017 *(en millions d'euros)*	France – Activités de production et commercialisation	France – Activités régulées	Royaume-Uni	Italie	Autre international (1)	Autres métiers (2)	Éliminations intersecteurs	Total
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 PUBLIÉ	**35 606**	**15 896**	**8 688**	**9 940**	**4 822**	**7 813**	**(13 133)**	**69 632**
Retraitement IFRS 15								
Chiffre d'affaires externe	(10 607)	10 041	-	(2 218)	(1 656)	(300)	-	(4 740)
Chiffre d'affaires intersecteur	-	(10 101)	-	-	-	-	10 101	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	**(10 607)**	**(60)**	**-**	**(2 218)**	**(1 656)**	**(300)**	**10 101**	**(4 740)**
Retraité au 31 décembre 2017								
Chiffre d'affaires externe	23 926	15 773	8 681	7 700	2 993	5 819	-	64 892
Chiffre d'affaires intersecteur	1 073	63	7	22	173	1 694	(3 032)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES RETRAITÉ	**24 999**	**15 836**	**8 688**	**7 722**	**3 166**	**7 513**	**(3 032)**	**64 892**

(1) Les retraitements IFRS 15 ne concernent qu'EDF Luminus (Belgique).
(2) Dont EDF Renouvelables (1 280 millions d'euros) et Dalkia (3 751 millions d'euros après retraitement IFRS 15).

Par ailleurs, l'information sectorielle a été modifiée au 1er janvier 2018, le comparatif du 31 décembre 2017 a été retraité en conséquence en note 6.

2.2 IFRS 9 – INSTRUMENTS FINANCIERS

La norme IFRS 9 « Instruments Financiers » est applicable à compter du 1er janvier 2018. Elle 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. Ces principes sont présentés dans la note 1.3.16.

2.2.1 Modalités de transition

Les données comparatives de l'année de première application n'ont pas été retraitées, conformément à l'approche simplifiée d'IFRS 9. En conséquence :

- toute différence entre la valeur comptable des actifs et passifs financiers au 31 décembre 2017 et celle au 1er janvier 2018 est comptabilisée dans le solde d'ouverture des réserves consolidées ;
- les actifs financiers ne sont pas reclassés au bilan de la période comparative selon la nomenclature IFRS 9. En conséquence, pour la période comparative 2017, la catégorie « Actifs disponibles à la vente » est maintenue (voir note 36.1) ;
- les provisions pour dépréciation n'ont pas été retraitées au titre de la période comparative ;
- les dispositions d'IFRS 9 en matière de comptabilité de couverture sont applicables de manière prospective. La transition n'a entraîné aucune déqualification de relation de couverture.

Les principaux impacts de la mise en œuvre de la norme IFRS 9 sont détaillés ci-après. Les impacts sur les chiffres du compte de résultat publiés au 31 décembre 2017 sont donnés à titre informatif, afin de permettre une comparabilité avec le compte de résultat au 31 décembre 2018.

2.2.2 Principales implications de la norme pour le Groupe

2.2.2.1 Classement et évaluation

Les actifs financiers du Groupe classés en « actifs disponibles à la vente » (ou « AFS – *Available For Sale* ») sous IAS 39 sont dorénavant comptabilisés soit en juste valeur par autres éléments du résultat global (OCI recyclable ou non recyclable) soit à la juste valeur par résultat.

Les principaux impacts de la mise en œuvre d'IFRS 9 au sein du Groupe portent sur les actifs financiers détenus sous forme de parts dans des Organismes de Placement Collectif (OPC), et à un degré moindre sur les titres de capitaux propres (actions) détenus.

- Concernant les parts détenues dans les **OPC,** les gains et pertes latents, jusqu'alors comptabilisés en OCI, et transférés en résultat lors de leur cession, affectent désormais directement le compte de résultat du Groupe conformément à leur classification IFRS 9.

  Sur ces instruments représentant un solde de 18 382 millions d'euros au 31 décembre 2017, l'intégralité des variations de juste valeur au 1er janvier 2018, d'un montant de 1 807 millions d'euros avant impôts (1 172 millions d'euros après impôts), est reclassée en autres réserves consolidées, sans possibilité de transfert ultérieur au compte de résultat.

- Pour les **titres** de capitaux propres non détenus à des fins de transactions, le Groupe a retenu 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 OCI non recyclable.

  Sur ces instruments représentant un solde de 1 679 millions d'euros au 31 décembre 2017, l'intégralité des variations de juste valeur au 1er janvier 2018, d'un montant de 135 millions d'euros avant impôts (87 millions d'euros après impôts), est reclassée en autres réserves consolidées, sans possibilité de transfert ultérieur au compte de résultat.

- Le portefeuille des **titres de dettes, notamment obligataires**, représente un solde de 20 863 millions d'euros au 31 décembre 2017.

  Sur ce total, 20 828 millions d'euros sont gérés dans le cadre du modèle « collecte et vente » et remplissent les caractéristiques du test SPPI. Il en résulte une comptabilisation des variations de juste valeur en OCI recyclable, sans changement par rapport au traitement comptable antérieur.

  Le montant des variations de juste valeur conservé en OCI recyclable sur ces instruments s'élève à 245 millions avant impôts (162 millions d'euros après impôts) au 1er janvier 2018.

- Le reste du portefeuille (35 millions d'euros au 31 décembre 2017) est désormais comptabilisé en juste valeur par résultat.

  Sur ces instruments représentant un solde de 35 millions d'euros, les variations de juste valeur au 1er janvier 2018, d'un montant de 3 millions d'euros avant impôts (2 millions d'euros après impôts), sont reclassées en autres réserves consolidées sans possibilité de transfert ultérieur au compte de résultat.

Une grande partie des actifs financiers impactés par ces évolutions concerne le portefeuille des actifs dédiés (qui s'élève au total à 20 848 millions d'euros au 31 décembre 2017 – voir note 36.2), destinés à couvrir les charges futures relatives à l'aval du cycle nucléaire d'EDF en France (voir note 45).

De façon générale, la mise en œuvre de la norme IFRS 9 se traduit 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.

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.

		Catégories IFRS 9					
Catégories IAS 39 *(en millions d'euros)*	**Solde au bilan 31/12/2017 retraité (1)**	**Coût amorti**	**Juste valeur par OCI recyclable**	**Juste valeur par OCI non recyclable**	**Juste valeur par résultat**	**Réserve brute de juste valeur 01/01/2018**	**Réserve nette de juste valeur (après impôt) 01/01/18 (2)**
Actifs disponibles à la vente	**40 924**	**-**	**20 828**	**444**	**19 652**	**2 190**	**1 423**
Actifs dédiés d'EDF	20 848	-	4 992	-	15 856	2 114	1 347
Actifs liquides d'EDF	18 963	-	15 815	-	3 148	73	73
Autres actifs	1 113	-	21	444	648	3	3
Prêts et créances	**14 622**	**14 330**	**-**	**-**	**292**	**-**	**-**
Clients et comptes rattachés (3)	**16 843**	**15 187**	**1 656**	**-**	**-**	**-**	**-**

(1) Voir dans les comptes consolidés au 31 décembre 2017 la note 36.2.2 pour les AFS, la note 36.3 pour les prêts et créances. Pour les clients et comptes rattachés, le montant indiqué est retraité des impacts de la norme IFRS 15 (voir note 2.1.3.2).
(2) Cela correspond au cumul des variations de juste valeur après impôts des gains et pertes latents des OPC pour 1 172 millions d'euros, des titres de capitaux propres pour 87 millions d'euros et des titres de dettes, notamment obligataires pour 164 millions d'euros.
(3) Les créances clients d'Edison (Italie) entrent dans le modèle « collecte et vente » et sont donc classées dans la catégorie Juste valeur par OCI recyclable.

6.

2.2.2.2 Dépréciation

L'application de manière rétrospective des dispositions du modèle de dépréciation IFRS 9 à l'ensemble des actifs financiers concernés, donne lieu à la comptabilisation d'un impact de (34) millions d'euros (nets d'impôts) enregistré dans les réserves d'ouverture.

2.2.2.3 Comptabilité de couverture

L'application prospective des dispositions d'IFRS 9 à la comptabilité de couverture n'a pas engendré d'impact sur les réserves d'ouverture dans la mesure où l'ensemble des relations de couverture ont été maintenues au 1er janvier 2018.

2.2.2.4 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. Celle-ci précise que la modification du coût amorti de la dette en date de restructuration doit être constatée en résultat contrairement à la pratique actuelle, qui consistait à lisser cet ajustement sur la durée résiduelle de la dette renégociée.

L'impact de l'application rétrospective au 1er janvier 2018 de cette clarification de la norme sur les réserves d'ouverture du Groupe s'élève à 28 millions d'euros (nets d'impôts).

2.2.2.5 Synthèse des impacts au titre de la variation des capitaux propres du Groupe (après impôts) au 1er janvier 2018

Impacts *en millions d'euros (nets d'impôts)*	**Écarts de réévaluation des instruments financiers (OCI recyclable)**	**Autres réserves consolidées et résultat (1)**
Capitaux propres publiés au 31/12/2017	**(306)**	**40 103**
■ Juste valeur des instruments financiers ne transitant plus par OCI recyclable (2)	(1 261)	1 261
■ Juste valeur des instruments financiers ne transitant plus par OCI recyclable – quote-part des entreprises associées et des co-entreprises	(159)	159
■ Dépréciation (voir note 2.2.2.2)	6	(34)
■ Renégociation de dettes (voir note 2.2.2.4)	-	28
	(1 414)	*1 414*
Capitaux propres retraités au 01/01/2018	**(1 720)**	**41 517**

(1) Les variations de juste valeur en OCI non recyclable sont présentées dans la colonne « Autres réserves consolidées et résultat ».
(2) Inclut au 31 décembre 2017, le cumul des variations de juste valeur après impôts des gains et pertes latents des OPC pour 1 172 millions d'euros, des titres de capitaux propres pour lesquels l'option en OCI non recyclable a été prise pour 87 millions d'euros et des titres de dettes, notamment obligataires pour 2 millions d'euros (voir note 2.2.2.1).

2.2.2.6 Information sur les impacts sur le résultat de l'exercice 2017 de la mise en œuvre d'IFRS 9 sur les actifs financiers

L'impact d'une mise en œuvre d'IFRS 9 en lieu et place d'IAS 39 sur le résultat du Groupe au 31 décembre 2017 est donné à titre informatif et afin de permettre la comparabilité des périodes. Les principaux impacts concernent les actifs financiers à la juste valeur par OCI non recyclable ou par résultat. Sur ces instruments, l'impact aurait été, toutes choses égales par ailleurs, de l'ordre de 215 millions d'euros sur le résultat financier (176 millions d'euros sur le résultat net) consistant en :

- la non-reconnaissance des plus ou moins-values de cession réalisées sur l'exercice 2017 pour (931) millions d'euros, dont (985) millions d'euros sur les actifs dédiés (voir note 15.3) ;
- la comptabilisation en résultat des variations de juste valeur de ces instruments sur l'exercice 2017, représentative de la volatilité sur la période, soit 1 146 millions d'euros dont 1 158 millions d'euros sur les actifs dédiés.

(en millions d'euros)	2017 Information publiée	Retraitements IFRS 9	2017 Information retraitée
Excédent brut d'exploitation	**13 742**	**-**	**13 742**
Résultat d'exploitation	**5 637**	**-**	**5 637**
Coût de l'endettement financier brut	(1 778)	-	(1 778)
Effet de l'actualisation	(2 959)	-	(2 959)
Autres produits et charges financiers	2 501	215	2 716
Résultat financier	**(2 236)**	**215**	**(2 021)**
Impôts sur les résultats	(147)	(96)	(243)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des co-entreprises [(1)]	35	57	92
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ	**3 289**	**176**	**3 465**

(1) Concerne la participation dans CENG.

NOTE 3 ÉVÉNEMENTS ET TRANSACTIONS SIGNIFICATIFS

3.1 LE PREMIER DES DEUX EPR DE LA CENTRALE NUCLÉAIRE DE TAISHAN EN CHINE ENTRE EN EXPLOITATION COMMERCIALE

Le 14 décembre 2018, CGN et EDF ont annoncé que l'unité numéro 1 de la centrale nucléaire de Taishan était devenue le premier EPR au monde à entrer en exploitation commerciale. Ce jalon final a été atteint le 13 décembre 2018 à l'issue de l'ultime test réglementaire de fonctionnement en continu et à pleine puissance durant 168 heures. Le succès de cette étape marque l'atteinte de l'ensemble des conditions nécessaires à l'exploitation du réacteur en toute sûreté.

La centrale nucléaire de Taishan, composée de deux réacteurs EPR de 1 750 MW chacun, est le plus important projet de coopération sino-française dans le secteur énergétique. La centrale de Taishan avec ces deux réacteurs pourra fournir au réseau électrique chinois jusqu'à 24 TWh d'électricité sans CO_2 par an, soit l'équivalent de la consommation annuelle de 5 millions de Chinois, tout en évitant l'émission d'environ 21 millions de tonnes de CO_2 par an.

Le projet de centrale nucléaire de Taishan est porté par TNPJVC, une joint-venture fondée par CGN (51 %), EDF (30 %) et l'électricien chinois provincial Yuedian (19 %). Le groupe EDF avec sa filiale Framatome est intervenu en tant que fournisseur de la technologie EPR de troisième génération, qui répond aux meilleurs standards de sûreté internationaux. EDF a également apporté le retour d'expérience de l'EPR de Flamanville 3, dont la prise en compte a été un facteur clé du succès de Taishan 1 dans les premières phases du chantier.

Taishan 1 apporte aux réacteurs EPR dans le monde son retour d'expérience en matière de gestion de projet et de maîtrise technologique. Les premiers à en bénéficier sont les deux réacteurs de Hinkley Point C actuellement en construction au Royaume-Uni. EDF et CGN sont partenaires dans deux autres projets britanniques : le projet de 2 EPR de Sizewell C et celui de Bradwell B, qui repose sur la technologie Hualong.

3.2 CESSION D'UN PORTEFEUILLE DE PLUS DE 200 ACTIFS À USAGE DE BUREAUX ET D'ACTIVITÉS PAR LE GROUPE EDF À COLONY CAPITAL

Le Groupe, notamment au travers de sa filiale Sofilo, a réalisé le 28 novembre 2018 la cession d'un portefeuille de plus de 200 actifs à usage de bureaux et d'activités à des véhicules d'investissements gérés par Colony Capital.

Ce portefeuille, dont les actifs sont localisés en Ile-de-France et en régions, développe une surface totale d'environ 430 000 m^2. L'opération a été assortie d'un contrat de location opérationnelle par le groupe EDF.

La finalisation de cette transaction clôt la réalisation du plan de cession d'actifs du groupe EDF sur la période 2015-2020 de 10 milliards d'euros.

3.3 FINALISATION DE LA CESSION DE LA PARTICIPATION D'EDF AU CAPITAL DE DUNKERQUE LNG

Au terme d'un processus d'enchères concurrentiel lancé début 2018, le groupe EDF a annoncé le 29 juin 2018 être entré en négociations exclusives avec deux groupes d'investisseurs en vue de la cession de sa participation de 65,01 % au capital de Dunkerque LNG, propriétaire et exploitant du terminal méthanier de Dunkerque.

D'une part, un consortium composé de Fluxys, AXA Investment Managers – Real Assets, pour ses clients, et Crédit Agricole Assurances s'est engagé à se porter acquéreur d'une participation de 31 % ; d'autre part, un consortium d'investisseurs coréens mené par IMP Group (composé de InfraPartners Management Korea Co. Ltd. à Séoul et InfraPartners Management LLP à Londres) en collaboration avec Samsung Asset Management Co., Ltd et composé de Samsung Securities Co. Ltd., IBK Securities Co. Ltd. et Hanwha Investment & Securities Co. Ltd. s'est porté acquéreur d'une participation de 34,01 %.

Au travers des prix payés par les deux consortiums, la valeur d'entreprise moyenne pour 100 % de Dunkerque LNG, pour l'ensemble de ces opérations, s'élève à 2,4 milliards d'euros.

Cette opération permet à Fluxys, déjà actionnaire de Dunkerque LNG à hauteur de 25 %, avec le soutien d'Axa IM – Real Assets et Crédit Agricole Assurances, de prendre le contrôle et de consolider Dunkerque LNG.

EDF, en tant que client de Dunkerque LNG, reste engagé à long terme auprès du terminal, qui continuera à servir la stratégie gaz du Groupe.

Le groupe EDF a signé le 12 juillet 2018 des accords engageants relatifs à cette cession avec les mêmes consortiums.

Suite à l'obtention des autorisations réglementaires requises, le groupe EDF a réalisé le 30 octobre 2018 la cession de sa participation au capital du terminal méthanier de Dunkerque.

À la suite de cette cession, l'évaluation du contrat long terme de réservation de capacités de regazéification de GNL entre EDF et Dunkerque LNG a conduit à comptabiliser une dotation aux provisions pour contrat onéreux d'un montant de 737 millions d'euros (voir note 32). L'opération, du fait de la plus-value de cession de 755 millions d'euros, a un impact net en autres produits et charges d'exploitation de 18 millions d'euros (voir note 14). Par ailleurs, l'opération contribue à une diminution de l'endettement financier net du groupe EDF à hauteur de 1,5 milliard d'euros, tenant compte d'un prix de cession net de la trésorerie cédée d'environ un milliard d'euros.

3.4 ÉMISSIONS OBLIGATAIRES : EDF LÈVE 3,75 MILLIARDS DE DOLLARS AMÉRICAINS ET 1 MILLIARD D'EUROS

Le 19 septembre 2018, EDF a levé avec succès 3,75 milliards de dollars américains sur 3 tranches d'obligations senior :

- obligation de 1,8 milliard de dollars, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 4,500 % ;
- obligation de 650 millions de dollars, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 4,875 % ;
- obligation de 1,3 milliard de dollars, d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 5,000 %.

Par ailleurs, le 25 septembre 2018, EDF a lancé avec succès une émission obligataire senior de 1 milliard d'euros, d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 2 %.

Ces opérations permettent au groupe EDF de poursuivre le renforcement de la structure de son bilan ainsi que de refinancer des échéances prochaines.

3.5 ÉMISSIONS D'OBLIGATIONS HYBRIDES

Le 25 septembre 2018, EDF a lancé une émission d'obligations super-subordonnées d'un montant de 1,25 milliard d'euros, avec un coupon de 4 % et une option de remboursement pouvant être exercée au gré d'EDF, en premier lieu, entre le 4 juillet 2024 (inclus) et le 4 octobre 2024 (inclus). L'Autorité des marchés financiers a apposé le visa n° 18-466 en date du 2 octobre 2018 sur le prospectus relatif à ces instruments, dont le règlement-livraison a eu lieu le 4 octobre 2018.

EDF réaffirme son attachement au financement par les titres hybrides, en tant que composante permanente de la structure de son capital, afin de financer ses actifs en construction.

Conformément à la norme IAS 32, cette émission de titres subordonnés à durée indéterminée (voir note 1.3.20.4) est comptabilisée en capitaux propres à compter de la réception des fonds pour un montant net de frais de 1 243 millions d'euros.

3.6 RACHAT DE CERTAINES SOUCHES D'OBLIGATIONS HYBRIDES

EDF a lancé le 25 septembre 2018 une offre contractuelle de rachat en numéraire ayant visé quatre souches d'obligations hybrides existantes.

Au résultat de la clôture de l'offre de rachat le 3 octobre 2018, EDF a procédé au rachat en numéraire des titres valablement apportés à l'offre de rachat pour les deux premières souches de titres hybrides visés par l'offre, conformément à l'ordre de priorité, pour un montant de 1,25 milliard d'euros.

Le montant global de titres hybrides d'EDF demeure inchangé à l'issue de ces opérations d'émissions/rachats.

Les résultats de l'offre de rachat sont présentés dans le tableau ci-dessous :

Titres hybrides visés	ISIN	Ordre de priorité	Montants apportés	Montants apportés (%) des montants en circulation	Montants rachetés	Facteurs de répartition proportionnelle	Prix de Rachat
Obligations 2020	FR0011401736	1	911 800 000 €	73 %	911 800 000 €	100,00 %	105,255 %
Obligations 2022	FR0011697010	2	635 100 000 €	64 %	338 200 000 €	59,50 %	108,185 %
Obligations 2026	FR0011401728	3	N/A	N/A	0	N/A	N/A
Obligations 2025	FR0011401751	4	N/A	N/A	0	N/A	N/A

Le règlement de l'offre d'achat est intervenu le 5 octobre 2018.

Conformément à la norme IAS 32, ce rachat de titres subordonnés à durée indéterminée (voir note 1.3.20.4) est comptabilisé en capitaux propres à compter du décaissement des fonds pour un montant net de frais de 1 329 millions d'euros.

3.7 SYNDICATION D'UNE LIGNE DE CRÉDIT INNOVANTE INDEXÉE SUR DES CRITÈRES ESG

EDF a réalisé le 14 décembre 2018, la syndication d'une ligne de crédit renouvelable de 4 milliards d'euros (voir note 38.2.5) dont le coût est indexé sur trois indicateurs de performance (« KPI ») du Groupe en matière de développement durable : les émissions directes de CO_2 d'EDF, l'utilisation par les clients d'EDF de ses outils de suivi en ligne de la consommation (comme indicateur du succès d'EDF à faire de ses clients résidentiels français des acteurs de leur consommation) et l'électrification de la flotte automobile d'EDF.

Cette ligne de crédit indexée sur des indicateurs environnementaux, sociaux et de gouvernance (ESG), à laquelle participe un syndicat de plus de 20 banques, modifie et prolonge l'actuelle ligne d'EDF de 4 milliards d'euros, jusqu'à une nouvelle échéance fixée en 2023. Elle vient compléter l'ensemble des outils de finance durable qu'EDF développe depuis plusieurs années, en particulier sur le marché des obligations vertes.

3.8 EDF RENOUVELABLES

3.8.1 EDF Renouvelables investit dans le New Jersey pour le développement de projets éoliens en mer

EDF Renouvelables en Amérique du Nord et Shell New Energies U.S. LLC (Shell) ont annoncé le 20 décembre 2018 avoir constitué une joint-venture codétenue à parité (Atlantic Shores Offshore Wind, LLC) pour le développement du site dit OCS-0499, situé dans la zone d'énergie éolienne du New Jersey (WEA), dans le cadre d'un bail délivré par les autorités fédérales américaines.

La zone couverte par le bail recèle un potentiel de production d'énergie éolienne en mer d'environ 2 500 MW, soit l'équivalent de la consommation annuelle en énergie de près d'un million de foyers. Cette opération est soumise à l'obtention des autorisations réglementaires. La construction est soumise à la décision finale d'investissement.

Le site couvert par le bail s'étend sur une superficie de 74 200 hectares. Il se situe à près de 13 kilomètres au large d'Atlantic City, sur le plateau continental externe (OCS) des États-Unis. Cette zone bénéficie d'importantes et régulières ressources éoliennes dans des eaux relativement peu profondes, situées à proximité de grandes agglomérations fortement consommatrices d'électricité.

Dans le cadre de ce projet, le droit au bail maritime a été acquis pour un prix maximum de 199 millions d'euros pour la part EDF.

3.8.2 Nouveau partenaire pour EDF Renewables dans vingt-quatre parcs éoliens au Royaume-Uni

Le 29 juin 2018, EDF Renewables a cédé une participation minoritaire de 49 % dans vingt-quatre de ses parcs éoliens au Royaume-Uni (environ 550 MW), pour un prix de réalisation de 701 millions de livres sterling.

Cet accord avec le nouveau partenaire, Dalmore Capital Limited and Pensions Infrastructure Platform, comportant des investissements provenant de grands plans de retraite des collectivités locales britanniques, permettra à EDF Renewables de poursuivre le développement des énergies renouvelables.

EDF Renewables maintient une participation de 51 % dans ce portefeuille de parcs éoliens. Par ailleurs, la Société continuera de fournir des services d'exploitation et maintenance, ainsi que de gestion d'actifs.

EDF Energy, pour sa part, continuera à acheter toute l'électricité et les certificats verts ROCs produits par les parcs éoliens aux conditions de marché.

La cession de cette participation, considérée comme une transaction entre actionnaires sans changement de contrôle, est reconnue en capitaux propres, sans impact sur le compte de résultat du Groupe (voir tableau de variation des capitaux propres consolidés).

3.9 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.

Le 27 mars 2018, EDF a formé un pourvoi devant la Cour de Justice de l'Union européenne contre l'arrêt rendu le 16 janvier 2018 par le Tribunal de l'Union européenne. Le 13 décembre 2018, la Cour de l'Union européenne a rejeté ce pourvoi confirmant ainsi la décision de la Commission européenne. Ceci clôt définitivement le litige.

3.10 PROJET EPR DE FLAMANVILLE 3

Des jalons majeurs ont été franchis en 2018 :

- 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 sera en exploitation, ont été franchis ;
- l'épreuve enceinte du bâtiment réacteur a été réalisée avec succès en avril 2018. Cet essai est une épreuve en air destinée à vérifier le bon comportement mécanique de la structure du béton et de son étanchéité en portant la pression à l'intérieur du bâtiment à six fois la pression atmosphérique ;
- l'intégration d'une configuration de contrôle commande représentant environ 250 modifications a été achevée début septembre 2018, permettant de réaliser les essais à chaud avec une configuration cohérente et stable du contrôle commande.

Fabrication et qualité des équipements

À fin 2018, la quasi-totalité des équipements de la partie nucléaire comme de l'îlot conventionnel a été livrée et installée sur site. La situation sur la qualité des équipements du circuit primaire fabriqués par Framatome a évolué comme suit :

Cuve

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 1er semestre 2017 sur la base d'un dossier produit par Framatome, sous la surveillance d'EDF. 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.

L'ASN a autorisé le 9 octobre 2018 :

- 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, en limitant sa durée de vie à 2024, sauf à démontrer la faisabilité technique de contrôles comparables au fond de cuve.

EDF mène actuellement un projet de développement d'inspection en service du couvercle, afin de revenir courant 2019 vers l'ASN pour demander à conserver le couvercle actuel en cas de faisabilité industrielle de ce type d'opération. À défaut d'une telle autorisation, les coûts engagés pour la fabrication d'un couvercle de substitution pourraient rester, en tout ou partie, à la charge d'EDF. Ils ne sont pas intégrés dans l'objectif de coût de construction compte tenu du fait qu'ils surviendraient, le cas échéant, postérieurement à la mise en service. Par ailleurs, une procédure d'arbitrage a été engagée à ce sujet par EDF à l'encontre d'AREVA SA.

Problématique de l'exclusion de rupture et des écarts de qualité sur les soudures du circuit secondaire principal

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 secondaire principal qui évacue la vapeur des générateurs de vapeur vers la turbine de l'EPR de Flamanville 3.

Ce circuit (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.

Or, ces exigences ont été appliquées au stade de la conception, mais n'ont pas été correctement intégrées dans la réalisation des soudures. Le non-respect de ces exigences n'implique pas nécessairement la non-conformité à la réglementation des équipements sous pression nucléaire.

A partir du 21 mars 2018, EDF a également détecté des écarts de qualité dans la réalisation de soudures sur les tuyauteries du circuit secondaire principal de l'EPR de Flamanville, à l'occasion de la visite complète initiale. La visite complète initiale est une étape réglementaire, préalable à la mise en service de l'installation, qui consiste notamment en un examen des soudures des circuits primaire et secondaire. Elle permet de réaliser un état initial de référence de l'installation avant son exploitation.

Conformément aux procédures industrielles, les soudures avaient été contrôlées par le groupement des entreprises en charge de la fabrication du circuit. Le groupement des entreprises les avait déclarées conformes, au fur et à mesure de leur réalisation.

EDF a déclaré le 10 avril 2018 à l'ASN (voir communiqué EDF du 10 avril 2018), un événement significatif relatif à la détection d'écarts dans le contrôle de la réalisation de ces soudures (une partie du circuit secondaire principal étant déjà concernée par l'écart relatif à la bonne application des exigences « d'exclusion de rupture »).

EDF a alors engagé au deuxième trimestre 2018 un nouveau contrôle de l'ensemble des 150 soudures concernées du circuit secondaire principal.

Sur l'ensemble des 150 soudures contrôlées :

- 87 soudures étaient conformes ;
- 33 soudures présentant des écarts de qualité doivent faire l'objet d'une réparation. Sur le site, les activités de reprise des soudures présentant des écarts de qualités ont débuté fin juillet 2018 ;
- EDF a, par ailleurs, décidé de refaire 20 soudures, même si elles ne présentaient pas de défaut, ces soudures ne respectant pas les exigences « d'exclusion de rupture » définies par EDF au moment de la conception de l'EPR. Les dossiers de remise à niveau des premières soudures ont été transmis à l'ASN et les activités de soudures sur site ont débuté en novembre 2018 ;
- Pour 10 autres soudures, EDF a proposé à l'ASN une démarche de justification spécifique permettant de confirmer le haut niveau de sûreté de l'installation tout au long de son exploitation. Après analyse définitive, ce nombre a été ramené à 8. Par ailleurs, il est apparu après contrôle qu'une de ces huit soudures présente un défaut de qualité de réalisation de petite taille. La démarche de justification spécifique mentionnée plus haut fera l'objet d'une instruction approfondie par l'ASN dans les mois à venir.

Calendrier de mise en service et coût de construction

Le 25 juillet 2018, le Groupe a présenté un point d'étape sur ces contrôles et ajusté en conséquence le planning et l'objectif de coût de construction (voir communiqué EDF du 25 juillet 2018) :

- l'objectif de chargement du combustible a été fixé à la fin du 4e trimestre 2019, avec un démarrage des essais à chaud alors prévu fin 2018 ;
- l'objectif du coût de construction a été porté de 10,5 à 10,9 milliards d'euros (en euros $_{2015}$, hors intérêts intercalaires).

Le 21 janvier 2019, EDF a annoncé que le planning des essais à chaud avait été revu avec un démarrage attendu durant la 2e quinzaine de février 2019 (voir communiqué EDF du 21 janvier 2019).

Le calendrier et l'estimation du coût de construction restent tendus. Ils intègrent un calendrier d'autorisations administratives de l'ASN décrit ci-dessus, qui dépend notamment de l'aboutissement de l'instruction des modalités envisagées par EDF pour le traitement des soudures du circuit secondaire principal, comme indiqué dans le communiqué publié par le Groupe le 31 janvier 2019.

Le Président de l'ASN a indiqué le 29 janvier 2019 que l'ASN se prononcera sur le programme de validation des soudures du circuit secondaire principal en mai 2019 et que « s'il s'avère finalement que les huit soudures situées au niveau de l'enceinte doivent être refaites elles aussi, les délais ne pourront pas être tenus ». Un point précis sur l'avancement du chantier EPR de Flamanville, notamment sur son calendrier et son coût de construction, sera donc effectué après la publication de l'avis de l'ASN. EDF n'est pas, à ce stade, en mesure d'évaluer l'impact d'une décision de l'ASN qui ne validerait pas l'approche proposée.

3.11 OPÉRATIONS ET ÉVÉNEMENTS MAJEURS DE L'EXERCICE 2017

3.11.1 Augmentation de capital d'EDF SA

Le 30 mars 2017, EDF avait 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 s'est décomposé 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) étaient 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.

3.11.2 Acquisition de 75,5 % de Framatome

AREVA SA, AREVA NP et EDF ont signé le 22 décembre 2017, l'acquisition par EDF d'une participation lui conférant le contrôle exclusif de New NP (Framatome depuis janvier 2018), filiale à 100 % d'AREVA NP.

La prise de participation d'EDF à hauteur de 75,5 % du capital de Framatome 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)].

Conformément à IFRS 3 révisée, le Groupe a finalisé la comptabilisation du regroupement d'entreprise au 31 décembre 2018 (voir note 5.1).

Au 31 décembre 2018, le prix d'acquisition ressort à 2,6 milliards d'euros (pour 100 % du capital) dont 132 millions d'euros complémentaires par rapport à la valorisation initiale sur la base :

- des ajustements de prix calculés d'après les comptes définitifs à la date de réalisation de l'opération (31 décembre 2017) ;
- de l'estimation des compléments de prix, dont certains liés à des objectifs de performance mesurés postérieurement à la date de réalisation et dont la valorisation définitive, d'un montant maximum de 245 millions d'euros, devrait être connue courant 2019 ;
- de l'estimation de certains éléments de garanties de passif accordées par AREVA NP à EDF dans le cadre du contrat de cession d'actions du 22 décembre 2017.

Le bilan d'ouverture provisoire de Framatome au 31 décembre 2017 pour 100 % du capital est présenté en note 3.2.4.1 des comptes consolidés du 31 décembre 2017 et le bilan d'ouverture définitif figure en note 5.1.

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. La société TVO s'est désistée et l'ordonnance du Tribunal prononçant la radiation de l'affaire de son registre, datée du 16 mai, a été rendue publique fin mai.

3.11.3 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 Co-entreprise de transport d'électricité (ci-après, désignée « 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.

Cette transaction a eu un impact en 2017 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 a contribué à une diminution de l'endettement financier net du groupe EDF à hauteur d'environ 4 milliards d'euros, tenant compte d'un prix de cession de 1,3 milliard d'euros pour la partie non affectée aux actifs dédiés et d'un effet désendettement de 2,8 milliards d'euros lié à la perte de contrôle de CTE.

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.

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

NOTE 4 ÉVOLUTIONS RÉGLEMENTAIRES EN FRANCE

4.1 PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE (PPE)

Le 25 janvier 2019, le ministère de la Transition écologique et solidaire (MTES) a publié le projet de PPE, outil de pilotage de la politique énergétique créé par la loi de transition énergétique pour la croissance verte votée en 2015. La PPE couvre en principe deux périodes successives de cinq ans. Par exception, la première PPE publiée en octobre 2016 couvrait deux périodes successives de respectivement trois et cinq ans, soit 2016-2018 et 2019-2023. La révision de la PPE en cours couvrira les périodes 2019-2023 et 2024-2028. Ce projet de PPE fait suite à la publication par le MTES le 27 novembre 2018 d'un dossier de presse détaillant les objectifs du Gouvernement pour la programmation pluriannuelle de l'énergie et la stratégie nationale bas carbone.

S'agissant de la production d'électricité d'origine nucléaire, le Gouvernement fixe désormais l'objectif d'atteindre une part du nucléaire au sein du mix électrique de 50 % à l'horizon 2035. L'objectif inscrit dans le Code de l'énergie sera modifié en conséquence. L'atteinte de cet objectif impliquera la fermeture de 14 réacteurs nucléaires d'ici 2035, avec la fermeture des deux réacteurs de Fessenheim « à l'horizon du printemps 2020, en application du plafonnement de la puissance électronucléaire installée, et pour permettre la mise en service de l'EPR de Flamanville ».

Le calendrier de fermeture des réacteurs respectera les échéances de 5e visite décennale des réacteurs concernés, à l'exception de 2 réacteurs qui fermeront dans la deuxième période de la PPE, en 2027 et en 2028, sous réserve du respect du critère de sécurité d'approvisionnement. Par ailleurs, si certaines conditions relatives au prix de l'électricité et à l'évolution du marché de l'électricité à l'échelle européenne sont remplies, la fermeture de deux réacteurs additionnels pourra intervenir à l'horizon 2025-2026, sur la base d'une décision à prendre en 2023.

La version définitive de la PPE identifiera les sites sur lesquels ces fermetures interviendront prioritairement. Ces fermetures seront systématiquement accompagnées par l'État, notamment *via* l'établissement d'un contrat de transition écologique, afin de permettre aux territoires de s'inscrire dans de nouvelles dynamiques de développement.

Le projet de PPE fait désormais l'objet d'un processus de consultation, avant de pouvoir être adopté et traduit en 2019 dans des textes de nature législative ou réglementaire.

Si les dispositions mentionnées ci-dessus étaient confirmées dans les textes définitifs, leur adoption aurait alors comme principale conséquence dans les états financiers du Groupe la prise en compte de la modification à 2027 et 2028 de la date prévisionnelle de fermeture de deux tranches nucléaires en anticipation de leur 5e visite décennale : effet sur l'évaluation des provisions nucléaires lors du changement d'estimation et modification prospective de la durée d'amortissement des deux tranches concernées. S'agissant d'une anticipation de quelques années concernant deux tranches du parc, au vu de différents scénarios étudiés, l'effet sur les provisions nucléaires, notamment la provision pour démantèlement, pourrait alors correspondre à une augmentation de quelques dizaines de millions d'euros, par contrepartie des actifs concernés au bilan.

Par ailleurs, le gouvernement proposera les modalités d'une nouvelle régulation du nucléaire existant qui permette de garantir la protection des consommateurs contre les hausses de prix de marché au-delà de 2025 en les faisant bénéficier de l'avantage compétitif lié à l'investissement consenti dans le parc nucléaire historique, tout en donnant la capacité financière à EDF d'assurer la pérennité économique de l'outil de production pour répondre aux besoins de la PPE dans des scénarios de prix bas.

Le projet de programmation pluriannuelle de l'énergie indique par ailleurs que « le Gouvernement conduira avec la filière d'ici mi-2021 un programme de travail permettant d'instruire les questions relatives au coût du Nouveau Nucléaire et à ses avantages et inconvénients par rapport à d'autres moyens de production bas carbone, aux modèles de financement envisageables, aux modalités de portage des projets de nouveaux réacteurs et de concertation du public ainsi que les questions relatives à la gestion des déchets générés par un éventuel nouveau parc nucléaire. Sur la base de ces éléments et selon l'évolution du contexte énergétique, le Gouvernement se prononcera sur l'opportunité de lancer un programme de renouvellement des installations ».

S'agissant de la production d'électricité d'origine fossile, le projet de programmation pluriannuelle de l'énergie prévoit la fermeture des dernières centrales à charbon d'ici 2022 et de ne plus accorder d'autorisation à des nouveaux projets de centrales électriques utilisant des combustibles fossiles.

Si les dispositions mentionnées ci-dessus étaient confirmées dans les textes définitifs, leur adoption aurait alors comme principale conséquence dans les états financiers du Groupe la prise en compte de la modification prospective de la durée d'amortissement des tranches charbon exploitées par le Groupe en France, au Havre et à Cordemais (augmentation de la charge d'amortissement annuelle de l'ordre de 200 millions d'euros sur la période 2019-2022). Le Groupe étudie toutefois des possibilités de reconversion de ces centrales à la biomasse. En effet, à l'issue d'une réunion organisée le 24 janvier 2019, EDF et le ministère de la Transition écologique et solidaire ont validé un programme de travail préalable à une décision sur le projet Ecocombust.

Comme l'indique le communiqué de presse d'EDF du 29 janvier 2019, ce programme de travail doit permettre de qualifier, d'ici à l'automne 2019, les essais techniques, les études d'impact sur l'environnement et le modèle économique du projet. À cette échéance, sous réserve de conclusions satisfaisantes sur les plans technique, économique et environnemental, et après avoir poursuivi les échanges avec l'État et les collectivités, EDF engagera la phase d'industrialisation pour la fabrication du combustible à partir de 2022. Le projet Ecocombust consiste à fabriquer un combustible innovant et écologique permettant le fonctionnement d'installations de chauffage ou de production électrique utilisant actuellement du charbon. Dans le cadre de la sécurisation d'approvisionnement en électricité du quart Nord-Ouest, en particulier de la Bretagne, et si les études de RTE demandées par le Gouvernement en confirmaient le besoin, le cas échéant jusqu'en 2026, une partie ou la totalité de la biomasse fabriquée pourrait être utilisée pour alimenter à 80 % les tranches actuelles pour répondre aux besoins de sécurisation du réseau électrique de l'Ouest de la France lors des heures de pointe de consommation les plus fortes.

Le projet de PPE fixe également l'objectif d'une accélération significative du rythme de développement des énergies renouvelables.

4.2 TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTES D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE (TRV – TARIFS BLEUS)

Décision du Conseil d'État du 18 mai 2018

Les décisions tarifaires de 2016 et 2017 ont fait l'objet de recours introduits devant le Conseil d'État par l'Anode (Association nationale des opérateurs détaillants en énergie) et Engie au motif que les TRV électricité dits « Tarifs bleus », concernant les particuliers et les professionnels n'étaient pas conformes au droit européen.

Statuant sur ces recours et par décisions du 18 mai et du 3 octobre 2018, le Conseil d'État admet dans son principe la possibilité de tarifs réglementés de vente d'électricité, en reconnaissant notamment qu'ils poursuivent l'objectif d'intérêt économique général de garantir aux consommateurs un prix de l'électricité plus stable que les prix de marché. Le Conseil d'État confirme que cet objectif ne peut être atteint par une intervention étatique moins contraignante et que la réglementation des TRV garantit l'égal accès des entreprises d'électricité aux consommateurs et n'est pas discriminatoire.

En revanche, le Conseil d'État estime la réglementation disproportionnée s'agissant de sa durée, permanente, et de son champ d'application, qui inclut à ce jour les sites des grandes entreprises dont la puissance souscrite est inférieure à 36 kVA. Ces éléments justifient l'annulation partielle des décisions tarifaires des 28 juillet 2016 et 27 juillet 2017.

La mise en œuvre de ces décisions appartient désormais au législateur, qui prépare actuellement au travers de la future loi Pacte les mesures législatives nécessaires.

Mouvements tarifaires

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

S'agissant des mouvements tarifaires de 2018, la CRE, conformément à la loi NOME, a proposé au Gouvernement par une délibération du 11 janvier 2018 une évolution de + 0,7 % des tarifs bleus résidentiels et de + 1,6 % des tarifs bleus non résidentiels. Cette proposition, confirmée par une décision tarifaire du 31 janvier 2018, publiée au Journal officiel le 1er février 2018, a été mise en œuvre à cette date.

Le mouvement tarifaire de l'été 2018 a eu lieu également conformément à ce processus : compte tenu de l'évolution du TURPE au 1er août 2018 et en application du Code de l'énergie, la CRE a proposé dans une délibération du 12 juillet 2018 une évolution de – 0,5 % des tarifs bleus résidentiels et de + 1,1 % des tarifs bleus non résidentiels.

Par ailleurs, citant la décision du Conseil d'État du 18 mai 2018, elle a également inclus dans sa délibération du 12 juillet 2018 la mise en extinction des tarifs bleus non résidentiels pour l'ensemble des sites des grandes entreprises, en suggérant une définition à utiliser pour déterminer le périmètre des grandes entreprises, basée sur le « décret n° 2008-1354 du 18 décembre 2008 relatif aux critères permettant de déterminer la catégorie d'appartenance d'une entreprise pour les besoins de l'analyse statistique et économique ».

La proposition de la CRE dans toutes ses composantes a été confirmée par une décision tarifaire du 27 juillet 2018, publiée au Journal officiel le 31 juillet 2018, et a été mise en œuvre le 1er août 2018.

Enfin, dans une délibération du 7 février 2019, publiée le 12 février 2019, la CRE a proposé une augmentation de 7,7 % HT des tarifs bleus résidentiels et non résidentiels. La date de mise en œuvre n'est pas encore connue. Le gouvernement dispose d'un délai de trois mois pour s'y opposer.

4.3 TARIFS D'UTILISATION DES RÉSEAUX PUBLICS D'ÉLECTRICITÉ (TURPE)

La CRE a publié le 17 novembre 2016 les délibérations portant décision sur le TURPE 5 Transport (HTB) et le TURPE 5 Distribution (HTA-BT) pour la période 2017-2020. Le nouveau cadre tarifaire TURPE 5 est entré en vigueur au 1er août 2017.

TURPE 5 Transport

L'entrée en vigueur du TURPE 5 Transport s'est accompagnée d'une hausse tarifaire de 6,76 % au 1er août 2017, qui a pris effet à cette date, suivie d'une évolution des tarifs au 1er 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 17 mai 2018, la CRE a adopté une délibération portant décision sur le TURPE 5 HTB et son évolution au 1er août 2018. La grille tarifaire a évolué de + 3 % en moyenne au 1er août 2018, dont + 1 % au titre de la prise en compte de l'inflation et + 2 % au titre de l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et produits (CRCP).

TURPE 5 et TURPE 5 bis Distribution

TURPE 5

L'entrée en vigueur du TURPE 5 Distribution s'est accompagnée d'une hausse tarifaire de 2,71 % au 1er août 2017, qui a pris effet à cette date, suivie d'une évolution des tarifs au 1er 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. Le 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 %.

Recours contre TURPE 5 HTA/BT

- 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.
- Par un arrêt du 9 mars 2018, le Conseil d'État a annulé partiellement les délibérations TURPE 5, dans la mesure où le régulateur « n'a pas fait application, pour la détermination du coût du capital investi, en plus de la « prime de risque », du « taux sans risque » aux actifs correspondant, d'une part, aux immobilisations ayant été financées par la reprise, au moment du renouvellement effectif des ouvrages, de provisions 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) ».

TURPE 5 bis HTA/BT

Le 28 juin 2018, la CRE a adopté une délibération portant décision sur le TURPE HTA-BT et son évolution au 1er août 2018, appelée « TURPE 5 bis HTA-BT ». Cette décision inclut une évolution du TURPE de – 0,21 % au 1er août 2018 en moyenne, sous l'effet d'une combinaison de facteurs :

- la mise en œuvre de la décision d'annulation partielle du Conseil d'État du 9 mars 2018, et la prise en compte concomitante de la baisse du taux d'imposition sur les sociétés, deux effets, qui se compensent quasi totalement sur la période 2018-2020 (+ 0,06 % ensemble) ;
- l'évolution classique au 1er août basée sur l'inflation (+ 1 %) et l'apurement du CRCP (- 1,27 %) ;
- la diminution de – 0,21 % est modulée en fonction de la structure : en moyenne – 1,16 % pour les utilisateurs HTA, – 0,59 % pour les BT supérieurs à 36 kVA, + 0,14 % pour les BT inférieurs à 36 kVA.

Ni la méthodologie d'élaboration, ni la trajectoire de charges d'exploitation, ni les principes de régulation incitative, ni le cadre de régulation applicable à Linky ne sont modifiés par cette délibération. Il est à noter que la mise à jour du taux d'impôts sur les sociétés est équivalente à une révision des taux de rémunération à 4 % pour les capitaux propres régulés et à 2,5 % pour la marge sur actifs (contre 4,1 % et 2,6 % précédemment).

La décision reprend également les délibérations précédentes de la CRE au sujet des charges liées à la gestion de clientèle en contrat unique (délibération du 26 octobre 2017), *via* la composante de gestion, et de l'autoconsommation collective (7 juin 2018), *via* la composante de soutirage. Cette délibération a été publiée au Journal officiel le 29 juillet 2018.

En particulier, pour la mise en œuvre de la décision du Conseil d'État du 9 mars 2018, la CRE réintègre un montant de l'ordre de 1,6 milliard d'euros (dégressif jusqu'en 2073) au périmètre des capitaux propres régulés, dont elle estime que cela conduit à procurer à Enedis une rémunération additionnelle égale, en valeur actuelle nette des flux de trésorerie avant impôts, d'environ 750 millions d'euros $_{2018}$. La réintégration opérée par la CRE dans les capitaux propres régulés conduit à une rémunération d'environ 60 millions d'euros par an les premières années, dont l'assiette sera décroissante jusqu'en 2073, et dont le taux (nominal avant impôt) pourra être revu à chaque période tarifaire par la CRE dans la méthodologie actuelle.

Commissionnement fournisseur

À la suite de la loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017, qui a confirmé la compétence de la CRE sur le commissionnement fournisseur, la CRE a pris une nouvelle délibération le 18 janvier 2018, publiée au Journal officiel du 25 janvier 2018. Cette délibération reprend les principes qu'elle avait retenus dans sa précédente délibération du 26 octobre 2017 relatifs à la rémunération à verser par les Gestionnaires de Réseau de Distribution (GRD) aux fournisseurs pour la gestion par ces derniers des clients en contrat unique.

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 électricité donneront lieu à un commissionnement légèrement inférieur (4,50 € au lieu de 6,80 € par point de livraison (PDL)

(1) Mécanisme permettant de mesurer et de compenser les écarts entre les réalisations et les prévisions sur lesquelles sont fondés les tarifs.

jusqu'au 1er août 2019), cet écart se résorbant régulièrement jusqu'à disparaître au 1er août 2022.

Pour la rémunération des charges de gestion de clientèle au titre du passé (avant le 1er janvier 2018), 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 toutefois 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 22 mars 2018 ses délibérations relatives aux niveaux de dotation au titre du Fonds de Péréquation de l'Électricité (FPE) pour EDF SEI et Électricité de Mayotte au titre des années 2018 à 2021. Le niveau annuel moyen de dotation au titre du FPE pour EDF SEI, y compris le projet de comptage évolué, est de 185 millions d'euros pour la période.

Par ailleurs, les arrêtés rectificatifs définissant le niveau des dotations et contributions au titre du FPE pour les années 2012 à 2015 ont été annulés par le Conseil d'État le 9 mars 2018. Des discussions sont en cours concernant le paramétrage des coefficients permettant le calcul des contributions ou recettes respectives d'Enedis et des différentes entreprises locales de distribution (ELD). À ce jour, les pouvoirs publics n'ont pas adopté les nouveaux arrêtés rectificatifs pour cette période, ni pour les années 2016 à 2018.

Les états financiers au 31 décembre 2018 intègrent le risque d'une modification des contributions d'Enedis et d'Électricité de Strasbourg pour la période 2012-2018, sur la base des échanges en cours avec les pouvoirs publics, sans préjudice du niveau définitif qui sera arrêté, ni de la position soutenue par les entreprises concernées auprès des pouvoirs publics.

4.4 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 2018, la loi de finances initiale pour 2019 prévoit au titre des charges de l'année 2019 :

- un compte d'affectation spéciale « Transition énergétique » (CAS) doté d'un montant de 7,3 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 et au paiement de l'annuité de remboursement du déficit cumulé dû à EDF ;
- un compte « Service public de l'énergie » du Budget Général doté d'un montant de 3,3 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 que depuis le 1er janvier 2018, les dispositifs des Tarifs de Première Nécessité (TPN électricité) et des Tarifs Spéciaux de Solidarité (gaz), ont été remplacés par le chèque-énergie, dont la charge n'est pas supportée par EDF mais est cependant budgétée par l'État dans le programme « Service Public de l'Énergie ». EDF supportera néanmoins des charges de solidarité en 2019 au titre du fonds de solidarité logement ou au titre de services à destination de clients précaires.

Le financement du mécanisme de compensation des charges de service public est, en 2019, 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 » créée 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 cokes (TICC) ainsi qu'une fraction de la taxe intérieure sur les produits énergétiques (TICPE). La loi de finances pour 2019 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 taxe 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 taxe CSPE est fixé au même niveau en 2019, qu'en 2018 à 22,5 €/MWh pour le taux plein, et entre 12 €/MWh et 0,5 €/MWh pour huit 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 seront en 2019, éligibles à compensation comme c'était déjà le cas depuis 2017, pour un montant annuel de l'ordre de 45 millions d'euros.

Par ailleurs, la loi de finance rectificative pour 2018 a ajusté à la baisse les compensations versées par l'État au titre des charges de service public en 2018 : celles-ci avaient en effet fortement diminué en raison de la hausse du prix du marché de l'électricité entre la prévision initiale de juillet 2017 pour 2018 et la reprévision de juillet 2018 pour 2018 : cela a donc mécaniquement fait diminuer l'écart entre le tarif d'obligation d'achat aux producteurs et le prix de valorisation de l'électricité sur le marché. Pour cette même raison, l'État a également ajusté à la baisse les compensations de 2018 au titre de l'écart observé entre la reprévision des charges de 2017 vu de juillet 2017 et le réalisé 2017 vu de juillet 2018.

Charges de service public d'EDF

Le montant des charges à compenser à EDF (hors annuité de remboursement et intérêts associés) au titre de 2018 s'élève à 6 554 millions d'euros.

Les montants encaissés sur l'année 2018 (hors annuité de remboursement et intérêts associés), s'établissent à 6 919 millions d'euros (dont 4 610 millions d'euros au titre du Compte d'Affectation Spéciale (CAS) « Transition énergétique » et 2 309 millions d'euros au titre du budget général).

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 Dailly auprès de deux groupes de cessionnaires, cession acceptée par l'État. En conséquence, depuis le 1er janvier 2017, EDF perçoit 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.

Au cours de l'année 2018, l'État a versé à EDF 1 217 millions d'euros au titre du principal de la créance financière, dont 1 194 millions d'euros à rattacher à l'échéancier de 2018 et 23 millions d'euros, versés le 2 janvier 2018, à celui de 2017. Les 1 194 millions d'euros perçus sont conformes à l'annuité 2018 de l'échéancier de remboursement. Au 31 décembre 2018, la part de la créance financière, due à EDF, en attente de remboursement s'élève à 2 014 millions d'euros.

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 sa délibération n° 2018-156 du 12 juillet 2018 constatant les charges de service public

au titre de 2017 (6 475 millions d'euros), la nouvelle prévision des charges au titre de 2018 (6 940 millions d'euros) et la prévision des charges au titre de 2019 (7 206 millions d'euros).

4.5 MÉCANISME DE CAPACITÉ

Le mécanisme de capacité est entré en vigueur en France le 1er janvier 2017. Ce dispositif instauré par le Code de l'énergie a pour objectif de garantir la sécurité d'approvisionnement en électricité de la France.

Le 8 novembre 2016, la Commission européenne a autorisé le projet français de mécanisme de capacité sous réserve de l'introduction de contrats de certification d'une durée de 7 ans pour les nouvelles capacités, de la prise en compte des capacités étrangères et de mesures visant à empêcher toute manipulation du marché.

S'agissant de la capacité relative à l'année 2018, plusieurs sessions de marché ont été organisées par EPEX Spot en 2017 et 2018. Les volumes échangés se sont élevés à 10,96 GW en novembre 2017 pour un prix de 9,31 €/kW, 10,25 GW en décembre 2017 pour un prix de 9,38 €/kW et 1,17 GW en avril 2018 pour un prix de 9,38 €/kW (soit un prix de référence de 9,34 €/kW pour l'année 2018).

S'agissant de la capacité relative à l'année 2019, plusieurs sessions de marché ont été organisées par EPEX Spot en 2017 et 2018. Les volumes échangés et les prix associés ont été les suivants :

Date du guichet	Quantités en GW	Prix €/kW
Décembre 2017	1,22	13,00
Mars 2018	1,24	18,50
Avril 2018	2,65	18,24
Juin 2018	4,99	18,50
Septembre 2018	5,22	18,50
Octobre 2018	5,48	16,77
Décembre 2018	5,91	18,05

Suite à la session du 13 décembre 2018, la dernière avant l'année de livraison, le prix de Référence Marché pour 2019 est connu : il est de 17,37 €/kW.

En parallèle de ces enchères, il existe un marché de gré à gré.

Depuis le début, EDF participe aux enchères. Le produit de ces enchères a été intégralement reconnu en chiffre d'affaires – ventes de biens.

Le prix de la capacité est répercuté dans l'ensemble des contrats des clients du fournisseur EDF, qu'ils soient au TRV ou en offre de marché, comme dans ceux des autres fournisseurs.

4.6 CERTIFICATS D'ÉCONOMIES D'ÉNERGIE (CEE)

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 1er 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 deux fois le coût actuel de l'obligation classique.

En 2018, le groupe EDF a fortement augmenté sa production de Certificats d'Économies d'Énergie par rapport à 2017 et va chercher à l'amplifier encore 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

La souscription ARENH pour l'année 2018 s'est élevée à 96,3 TWh, dont 87,1 TWh au titre de la fourniture des consommateurs finals et 9,2 TWh au titre de la fourniture des pertes aux gestionnaires de réseaux.

Ces souscriptions sont intervenues dans un contexte où, dès début septembre 2017, compte tenu des prix à terme du ruban 2018, l'ARENH (qui inclut dans les 42 €/MWh les garanties de capacité) était compétitive.

Lors du guichet ARENH de novembre 2018, la demande des fournisseurs alternatifs, qui s'est élevée à 132,98 TWh hors filiales EDF, ayant dépassé le plafond légal, EDF livrera 100 TWh en 2019 au titre de l'ARENH pour les besoins des clients finals de ses concurrents. Les souscriptions au titre des pertes réseau s'élèvent à 20,4 TWh.

Par délibération n° 2018-222 du 25 octobre 2018, la Commission de régulation de l'énergie a fixé, en application des dispositions du Code de l'énergie, la méthode de répartition des volumes d'ARENH en cas de demande exprimée supérieure au plafond législatif. Cette décision dispose notamment qu'en cas de dépassement du plafond d'ARENH au guichet de novembre 2018, d'une part, l'écrêtement ne s'appliquera qu'aux nouvelles demandes d'ARENH formulées lors de ce guichet et, d'autre part, les filiales contrôlées par EDF seront écrêtées intégralement (à l'exception des distributeurs qui ne le sont pas) pour les volumes conduisant à un dépassement du plafond. Elle prévoit enfin que lesdites filiales pourront conclure avec la société mère des contrats répliquant le dispositif de l'ARENH ainsi que les conditions d'approvisionnement, notamment le taux d'écrêtement des fournisseurs alternatifs. Lorsqu'il est mis en œuvre, ce mécanisme de l'écrêtement conduit à renforcer le poids de la référence aux prix de marché dans la détermination des tarifs réglementés de vente (TRV) et, toutes choses étant égales par ailleurs, à en renchérir la composante énergie.

NOTE 5 ÉVOLUTIONS DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION

Sur l'exercice 2018, le Groupe ne connaît pas de variation de périmètre significative hormis la cession de Dunkerque LNG (voir note 3.3), et hormis les opérations présentées ci-dessous :

5.1 FRAMATOME – FINALISATION DE LA COMPTABILISATION DU REGROUPEMENT D'ENTREPRISES

Conformément à IFRS 3 révisée, le Groupe a finalisé au 31 décembre 2018, la comptabilisation du regroupement d'entreprises lié à l'acquisition de Framatome le 31 décembre 2017.

Le montant final de certains éléments d'ajustements du prix d'acquisition ne devant être connu que postérieurement au 31 décembre 2018, le Groupe a estimé la valeur attendue de ces éléments (voir note 3.11.2) pour finaliser la comptabilisation du regroupement d'entreprises au 31 décembre 2018.

Les éventuels ajustements ultérieurs de l'estimation de la juste valeur de la contrepartie éventuelle seront comptabilisés en résultat.

Après prise en compte des justes valeurs d'actifs et de passifs, le bilan d'entrée définitif de Framatome au 31 décembre 2017, très peu différent du bilan d'entrée provisoire figurant en note 3.11.2, s'établit comme suit :

ACTIF

(en millions d'euros)	**Valeurs d'ouverture définitives**
Goodwill	-
Autres actifs incorporels	1 272
Immobilisations corporelles	1 096
Participations dans les entreprises associées et les co-entreprises	92
Actifs financiers	171
Impôts différés actifs	132
Stocks	610
Clients et comptes rattachés	4 422
Actifs d'impôts courants	5
Autres débiteurs	604
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-
TOTAL DE L'ACTIF	**8 404**

CAPITAUX PROPRES ET PASSIF

(en millions d'euros)	**Valeurs d'ouverture définitives**
Capital	707
Réserves et résultats consolidés	147
Capitaux propres – part du Groupe	**854**
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	4
Total des capitaux propres	**858**
Provisions	987
Passifs financiers	10
Impôts différés passifs	172
Fournisseurs et comptes rattachés	455
Dettes d'impôts courants	1
Autres créditeurs	5 921
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	**8 404**

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.

Au 31 décembre 2018, le prix d'acquisition retenu a été ajusté des compléments et ajustements de prix attendus.

L'écart d'acquisition définitif au 31 décembre 2018 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	1 960
Contrepartie transférée au 31 décembre 2018 (A)	**1 960**
Juste valeur de l'actif net de Framatome acquis	645
Juste valeur des actifs acquis et passifs repris (B)	**645**
GOODWILL DÉFINITIF (A) - (B)	**1 315**

5.2 ACQUISITION D'UN PROJET DE PARC ÉOLIEN EN MER DE 450 MW EN ÉCOSSE

Le groupe EDF, *via* EDF Renewables au Royaume-Uni, détenu par EDF Energy et EDF Renouvelables, a acquis le projet de parc éolien « Neart na Gaoithe [(1)] » auprès de Mainstream Renewable Power, acteur international de l'éolien et du solaire, au terme d'un processus compétitif.

Ce parc éolien en mer générera une puissance de 450 MW, et pourra alimenter plus de 375 000 foyers [(2)].

Le projet, qui dispose de toutes les autorisations administratives, est situé dans l'estuaire du Forth sur la côte est de l'Écosse et s'étend sur une superficie de 105 km^2. Il bénéficie d'un *Contract for Difference* (CFD) d'une durée de 15 ans au tarif de 140 € par MWh (correspondant à l'indexation du tarif de 2012, qui était fixé à 114,39 £/MWh), ainsi que des accords de raccordement au réseau. Ce projet bénéficie par ailleurs d'un régime de vent parmi les meilleurs d'Europe. La mise en service du parc est prévue en 2023.

L'investissement total nécessaire à la réalisation du projet s'élève à près de 1,8 milliard de livres sterling. Le projet sera ouvert à des partenaires le moment venu pour partager cet effort d'investissement.

5.3 EDISON FINALISE L'ACQUISITION DE EDISON ÉNERGIE (EX GAS NATURAL VENDITA ITALIA)

Suite à l'approbation de l'Union européenne, Edison a finalisé l'acquisition d'Edison Énergie (ex Gas Natural Vendita Italia (GNVI)) le 22 février 2018, et a renforcé sa position sur le marché domestique, en augmentant sa clientèle de 50 % et en étendant sa présence dans tout le pays. Le portefeuille de Edison Énergie est principalement situé dans le sud de l'Italie et se compose majoritairement de clients gaziers. Avec cette transaction, Edison renforce sa position clé d'opérateur énergétique national dans le secteur du commerce de détail. Le prix payé pour l'acquisition de la société s'élève à 193 millions d'euros (voir note 44.1.2.2 des comptes consolidés au 31 décembre 2017) et le goodwill comptabilisé suite à cette acquisition s'élève à 80 millions d'euros.

Par ailleurs, la finalisation de l'acquisition de Edison Énergie ouvre la voie au transfert, à Edison, du contrat de fourniture de gaz en provenance du gisement de Shah Deniz II en Azerbaïdjan.

(1) Neart na Gaoithe : traduction en gaélique de « Strength of the Wind » (Puissance du vent).

(2) Sur la base de la consommation moyenne d'électricité par foyer de 3 889 kWh le tout divisé par la consommation d'énergie globale au Royaume-Uni (publiée en juillet 2017), et du coefficient de charge moyen des éoliennes offshore de Renewable-UK estimé à 37,2 %.

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 (le principal décideur opérationnel pour le Groupe).

En 2018, le Groupe a fait évoluer son information sectorielle et présente de façon distincte EDF Renouvelables et Dalkia, précédemment inclus dans le secteur « Autres métiers ».

Les secteurs retenus par le Groupe sont les suivants :

- **« France – Activités de production et commercialisation »** qui regroupe les activités de production et commercialisation d'EDF. Les activités de *trading* de matières premières d'EDF et autres sont également incluses dans ce secteur ;
- **« France – Activités régulées »** qui regroupe les activités de distribution, l'activité transport, les activités insulaires d'EDF et les activités d'Électricité de Strasbourg ;
- **« Framatome »** qui désigne les entités du sous-groupe Framatome ;
- **« 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 ;
- **« EDF Renouvelables »** qui désigne les entités du sous-groupe EDF Renouvelables (ex EDF Énergies Nouvelles) ;
- **« Dalkia »** qui désigne les entités du sous-groupe Dalkia ;
- **« Autres métiers »** qui comprennent en particulier EDF Trading et EDF Investissements Groupe.

Aucun regroupement de secteurs n'a été effectué.

6.1.1 Au 31 décembre 2018

(en millions d'euros)	France – Activités de production et commercialisation	France – Activités régulées	Framatome	Royaume-Uni	Italie	Autre international	EDF Renouvelables [1]	Dalkia	Autres métiers	Éliminations intersecteurs	Total
Compte de résultat :											
Chiffre d'affaires externe	24 937	16 007	1 904	8 965	8 477	2 227	1 089	3 633	1 737	-	68 976
Chiffre d'affaires intersecteur	1 159	41	1 409	5	30	184	416	556	864	(4 664)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	**26 096**	**16 048**	**3 313**	**8 970**	**8 507**	**2 411**	**1 505**	**4 189**	**2 601**	**(4 664)**	**68 976**
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	**6 327**	**4 916**	**465**	**783**	**791**	**240**	**856**	**292**	**858**	**(263)**	**15 265**
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	**2 963**	**1 914**	**240**	**(397)**	**(127)**	**(10)**	**316**	**72**	**574**	**(263)**	**5 282**
Bilan :											
Goodwill	53	223	1 317	7 578	108	20	206	548	142	-	10 195
Immobilisations incorporelles et corporelles	53 219	60 802	2 392	15 467	6 197	2 119	8 856	2 283	689	-	152 024
Participations dans les entreprises associées et les co-entreprises [2]	2 394	-	87	79	73	4 053	1 307	29	265	-	8 287
Autres actifs sectoriels [3]	19 313	3 583	1 965	4 604	2 541	647	824	1 909	3 893	-	39 279
Actifs détenus en vue de la vente	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres actifs non affectés	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	73 384
TOTAL ACTIF	**74 979**	**64 608**	**5 761**	**27 728**	**8 919**	**6 839**	**11 193**	**4 769**	**4 989**	**-**	**283 169**
Autres informations :											
Dotations aux amortissements	(3 307)	(2 942)	(211)	(982)	(574)	(249)	(437)	(205)	(99)	-	(9 006)
Pertes de valeur	(2)	-	(12)	(163)	(314)	-	(103)	-	(4)	-	(598)
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	109	42	194	5 425	336	401	848	304	518	-	8 177
Investissements corporels et incorporels	5 526	4 334	261	2 983	447	216	1 919	388	112	-	16 186

(1) EDF Renouvelables (ex EDF Énergies Nouvelles).

(2) Au 31 décembre 2018, les participations dans les entreprises associées et les co-entreprises comprennent 50,1 % d'intérêts dans le palier CTE (co-entreprise détenant les titres RTE) rattaché au secteur France – Activités de production et commercialisation.

(3) 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 799 millions d'euros.

6.1.2 Au 31 décembre 2017

L'information au 31 décembre 2017 a été retraitée selon la segmentation opérationnelle retenue dans les comptes consolidés au 31 décembre 2018 et les dispositions de la norme IFRS 15 (voir note 2.1.4).

(en millions d'euros)	France – Activités de production et commercialisation	France – Activités régulées	Framatome [1]	Royaume-Uni	Italie	Autre international	EDF Renouvelables	Dalkia	Autres métiers	Éliminations inter-secteurs	Total
Compte de résultat :											
Chiffre d'affaires externe	24 011	15 773	-	8 681	7 700	2 993	971	3 271	1 492	-	64 892
Chiffre d'affaires intersecteur	1 073	63	-	7	22	173	309	480	983	(3 110)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	**25 084**	**15 836**	**-**	**8 688**	**7 722**	**3 166**	**1 280**	**3 751**	**2 475**	**(3 110)**	**64 892**
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	**4 896**	**4 898**	**-**	**1 035**	**910**	**457**	**751**	**259**	**536**	**-**	**13 742**
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	**3 048**	**2 035**	**-**	**(296)**	**(96)**	**314**	**361**	**13**	**258**	**-**	**5 637**
Bilan :											
Goodwill	53	223	1 257	7 586	18	15	206	537	141	-	10 036
Immobilisations incorporelles et corporelles	50 433	59 008	2 336	14 074	6 396	2 155	8 230	2 128	2 103	-	146 863
Participations dans les entreprises associées et les co-entreprises [2]	2 040	-	92	114	67	3 812	903	34	187	-	7 249
Autres actifs sectoriels [3]	20 165	3 784	1 694	4 306	2 405	628	578	1 737	5 072	-	40 369
Actifs détenus en vue de la vente	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres actifs non affectés	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	67 325
TOTAL ACTIF	**72 691**	**63 015**	**5 379**	**26 080**	**8 886**	**6 610**	**9 917**	**4 436**	**7 503**	**-**	**271 842**
Autres informations :											
Dotations aux amortissements	(3 138)	(2 797)	-	(1 097)	(603)	(246)	(361)	(187)	(108)	-	(8 537)
Pertes de valeur	(73)	-	-	(246)	(150)	(19)	(29)	(1)	-	-	(518)
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	-	39	209	5 109	370	407	113	155	940	-	7 342
Investissements corporels et incorporels	5 839	4 003	-	2 408	457	325	1 190	392	133	-	14 747

(1) Le groupe Framatome a été acquis au 31 décembre 2017.
(2) Au 31 décembre 2017, les participations dans les entreprises associées et les co-entreprises comprenaient les données de RTE dans le secteur France – Activités régulées.
(3) 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.

6.2 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 et fabrications d'équipements et de combustibles pour les réacteurs, 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…).

(en millions d'euros)	Production – Commercialisation	Distribution	Autres [1]	Total
2018 :				
Chiffre d'affaires externe :				
■ dont France [2]	25 217	15 555	172	40 944
■ dont International et Autres métiers	21 392	-	6 640	28 032
CHIFFRE D'AFFAIRES	**46 609**	**15 555**	**6 812**	**68 976**

(1) Les « Autres » groupes de services incluent en particulier Framatome, entité acquise le 31 décembre 2017 (voir note 3.11.2)
(2) La France regroupe ici les deux secteurs opérationnels « France – Activités de production et commercialisation » et « France – Activités régulées » (voir note 6.1).

(en millions d'euros)	Production – Commercialisation	Distribution	Autres	Total
2017 :				
Chiffre d'affaires externe :				
■ dont France [1]	24 327	15 292	165	39 784
■ dont International et Autres métiers	20 326	-	4 782	25 108
CHIFFRE D'AFFAIRES	**44 653**	**15 292**	**4 947**	**64 892**

(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)	2018	2017 retraité (1)
Ventes d'énergie et de services liés à l'énergie	63 713	62 102
Autres ventes de biens et de services	4 387	2 186
Trading	876	604
CHIFFRE D'AFFAIRES	**68 976**	**64 892**

(1) Les comptes consolidés de l'exercice 2017 ont été retraités de la norme IFRS 15 (voir note 2.1).

Retraité des effets de change et périmètre, le chiffre d'affaires de l'exercice 2018 est en hausse de 4 % soit 2,6 milliards d'euros, principalement sur la France – Activités de production et commercialisation (+ 3,9 % soit + 0,9 milliard d'euros), en Italie (+ 6,1 % soit + 0,5 milliard d'euros), et de façon générale sur l'ensemble des segments (chiffres en données contributives).

La hausse du chiffre d'affaires en France – Activités de production et commercialisation, observée en 2018 est principalement liée à une augmentation des reventes sur les marchés des obligations d'achats (effet neutre en EBE avec la CSPE), notamment du fait d'un fort effet volume, d'effets prix favorables sur les offres de marché, et de l'augmentation de la composante CEE dans les offres en lien avec l'augmentation du coût de l'obligation. La forte hausse de la production nucléaire (+ 14,1 TWh), au regard d'une année 2017 fortement pénalisée notamment par plusieurs arrêts de réacteurs, de même que celle de la production hydraulique (+ 9,2 TWh en net), ont quant à elles essentiellement permis de réduire la position nette acheteuse en euros sur les marchés par rapport à la situation de 2017. Ces effets sont favorables pour l'EBE mais ne se traduisent pas dans la comparaison du chiffre d'affaires entre 2017 et 2018, le Groupe étant en position d'acheteur net en euros sur les deux exercices.

En Italie, le chiffre d'affaires est en croissance en raison d'une évolution favorable des volumes sur le segment des professionnels et de la croissance de la production hydraulique en lien avec une meilleure hydraulicité et d'effets prix très favorables sur les activités gaz et exploration-production grâce à l'évolution favorable du prix du brent et du gaz.

Par ailleurs, l'effet périmètre de Framatome, acquis au 31 décembre 2017, sur les autres ventes de biens et services s'élève à 1 904 millions d'euros.

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)	2018	2017 retraité (1)
Achats consommés de combustible – production d'énergie	(12 337)	(12 167)
Achats d'énergie	(13 351)	(13 816)
Charges de transport et d'acheminement	(7 724)	(7 441)
Résultat lié à la comptabilité de couverture	(18)	80
(Dotations) et reprises de provisions liées au combustible nucléaire et aux achats d'énergie	418	443
ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	**(33 012)**	**(32 901)**

(1) Les comptes consolidés de l'exercice 2017 ont été retraités de la norme IFRS 15 (voir note 2.1).

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.

NOTE 9 AUTRES CONSOMMATIONS EXTERNES

Les différentes composantes constituant les autres consommations externes sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2018	2017
Services extérieurs	(13 189)	(11 678)
Autres achats (hors services extérieurs, combustible et énergie)	(3 504)	(2 706)
Production stockée et immobilisée	7 139	5 485
(Dotations) et reprises de provisions sur autres consommations externes	190	160
AUTRES CONSOMMATIONS EXTERNES	**(9 364)**	**(8 739)**

Retraitées des effets de change et périmètre (dont principalement Framatome en 2018), les autres consommations externes sont stables par rapport à 2017.

NOTE 10 CHARGES DE PERSONNEL

10.1 CHARGES DE PERSONNEL

Les différentes composantes des charges de personnel sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2018	2017
Rémunérations	(8 776)	(7 790)
Charges de sécurité sociale	(1 963)	(1 844)
Intéressement et participation	(278)	(223)
Autres contributions liées au personnel	(388)	(383)
Autres charges liées aux avantages à court terme	(233)	(212)
Avantages à court terme	**(11 638)**	**(10 452)**
Charges liées aux régimes à cotisations définies	(1 033)	(938)
Charges liées aux régimes à prestations définies	(1 017)	(994)
Avantages postérieurs à l'emploi	**(2 050)**	**(1 932)**
Autres avantages à long terme	-	(83)
Indemnités de fin de contrat	(2)	11
Autres charges de personnel	**(2)**	**(72)**
CHARGES DE PERSONNEL	**(13 690)**	**(12 456)**

Retraitées des effets de change et périmètre (dont principalement Framatome en 2018), les charges de personnel sont en diminution de 0,6 % par rapport à 2017, principalement sur le secteur France - Activités de production et commercialisation.

10.2 EFFECTIFS MOYENS

	2018	2017
Statut IEG	98 358	100 185
Autres	63 850	50 888
EFFECTIFS MOYENS	**162 208**	**151 073**

Les effectifs moyens du Groupe présentés dans le tableau ci-dessus pour l'année 2017 n'intégraient 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 équivalent temps plein.

Une présentation plus détaillée des catégories d'effectifs est présentée dans les « Informations environnementales et sociétales – Ressources humaines », partie 3.9.3.2.3 « Indicateurs sociaux » du document de référence.

NOTE 11 IMPÔTS ET TAXES

Les impôts et taxes s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	2018	2017
Impôts et taxes sur rémunérations	(297)	(267)
Impôts et taxes liés à l'énergie	(1 561)	(1 518)
Autres impôts et taxes	(1 839)	(1 756)
IMPÔTS ET TAXES	**(3 697)**	**(3 541)**

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 :

(en millions d'euros)	Notes	2018	2017
Subventions d'exploitation	12.1	6 846	6 823
Résultat de déconsolidation	12.2	194	214
Résultat de cession d'immobilisations	12.2	54	57
Dotations nettes aux provisions sur actifs courants		73	42
Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation		(132)	137
Autres produits et charges	12.3	(983)	(786)
AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS		**6 052**	**6 487**

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 6 554 millions d'euros en 2018 (6 547 millions d'euros en 2017).

12.2 RÉSULTATS DE DÉCONSOLIDATION ET DE CESSION D'IMMOBILISATIONS

Les résultats de déconsolidation et de cession d'immobilisations intègrent principalement en 2018 :

- des plus-values de cession d'actifs de production d'EDF Renouvelables réalisées dans le cadre de ses activités de développement-vente d'actifs structurés (DVAS) pour 192 millions d'euros (180 millions d'euros en 2017) ;
- des plus-values de cession relatives à des actifs immobiliers en France pour 262 millions d'euros (307 millions d'euros en France et en Italie en 2017).

12.3 AUTRES PRODUITS ET CHARGES

Les autres produits et charges intègrent principalement les pertes relatives aux créances d'exploitation irrécouvrables, ainsi que les coûts relatifs aux Certificats d'Économies d'Énergie (CEE) utilisés ou consommés sur l'exercice. L'évolution défavorable des autres produits et charges sur l'année 2018 s'explique principalement par le renchérissement des coûts liés aux CEE.

NOTE 13 PERTES DE VALEUR/REPRISES

13.1 PERTES DE VALEUR PAR CATÉGORIE D'IMMOBILISATIONS

Les pertes de valeur et reprises s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	2018	2017
Pertes de valeur sur goodwill	18	-	-
Pertes de valeur sur autres actifs incorporels	19	(52)	(16)
Pertes de valeur sur actifs corporels et actifs destinés à être cédés	21-22-43	(546)	(502)
PERTES DE VALEUR NETTES DES REPRISES		**(598)**	**(518)**

Pour mémoire, les pertes de valeur enregistrées au 31 décembre 2017 s'élevaient à (518) millions d'euros et concernaient :

- des actifs thermiques pour (188) millions d'euros au Royaume-Uni ;
- certains champs d'exploration-production d'Edison pour (150) millions d'euros ;
- d'autres pertes de valeur sur des actifs spécifiques pour (131) millions d'euros (notamment au titre de certains actifs immobiliers au Royaume-Uni et en France et à des projets hydrauliques en France) ;
- différentes UGT d'EDF Renouvelables (notamment une société spécialisée dans les batteries aux États-Unis) pour (29) millions d'euros.

Des pertes de valeur pour un montant de (618) millions d'euros avaient par ailleurs été comptabilisées au titre des entreprises associées au 31 décembre 2017 (voir note 23).

Les pertes de valeur enregistrées en 2018 s'élèvent à (598) 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 2018, ainsi que certaines hypothèses-clés retenues.

Par ailleurs, comme indiqué en note 3.11.2, le Groupe a finalisé en date du 31 décembre 2018, l'allocation du prix d'acquisition de 75,5 % du capital de Framatome. Les actifs acquis, notamment le goodwill, les immobilisations incorporelles et corporelles ont été comptabilisés à leur juste valeur au 31 décembre 2017, date de l'acquisition.

Les travaux conduits dans le cadre des tests de dépréciation au 31 décembre 2018 ne remettent pas en cause les valeurs ainsi déterminées.

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 2018 *(en millions d'euros)*
	Goodwill EDF Energy	7 604			-
Royaume-Uni	Marque British Energy	34	6,3 %	-	(34)
Italie	Marque Edison	945	6,5 % (distribution) – 8,9 % (exploration-production)	2,0 %	-
	Goodwill Dalkia	550	4,4 %	1,7 %	-
Dalkia	Marque Dalkia	130	4,9 %	1,7 %	-
PERTES DE VALEUR SUR GOODWILL ET IMMOBILISATIONS INCORPORELLES À DURÉE DE VIE INDÉTERMINÉE					**(34)**

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 2018 *(en millions d'euros)*
	CCGT	Baisse des *clean spark spread* et suspension temporaire du mécanisme de capacité		(106)
Royaume-Uni	Centrales charbon	Niveau des *clean dark spread* et suspension temporaire du mécanisme de capacité	6,3 %	(16)
Italie	Actifs E&P d'Edison	Baisse des perspectives des cours du brent à long terme et Profils de production selon les champs	6,9 % – 10,4 % selon les pays	(308)
EDF Renouvelables	UGT d'EDF Renouvelables		4,2 % – 6,4 %	(103)
Autres pertes de valeur				(31)
PERTES DE VALEUR SUR AUTRES ACTIFS INCORPORELS ET CORPORELS				**(564)**

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 stables par rapport au 31 décembre 2017. Sur les pays cœur de la zone euro (en particulier France et Belgique), l'effet de la diminution des taux d'impôts est compensé par l'évolution légèrement en baisse des taux sans risque et du risque pays. Au Royaume-Uni et en Italie, les CMPC restent stables malgré les impacts des réformes fiscales, les primes de risque pays sont maintenues à un niveau identique à 2017. Les résultats des tests font l'objet d'analyses de sensibilité au taux d'actualisation.

L'environnement de marché en 2018 est en nette amélioration par rapport à 2017 avec des prix de marché de l'électricité en forte augmentation. Les prix des matières premières se sont accrus en 2018 même si la hausse s'est ralentie sur le second semestre. Les prix du CO_2 ont également connu une augmentation significative, notamment sous l'impulsion de la Market Stability Reserve.

Sur l'horizon de marché, les prix *forward* sont également en nette hausse par rapport aux niveaux de prix retenus dans le cadre du PMT précédent.

En revanche, sur l'horizon long terme, la vision des fondamentaux est en baisse par rapport à l'an dernier, le scénario de référence intégrant de façon plus marquée les objectifs environnementaux, notamment européens, avec pour conséquence une réduction de la demande en énergies fossiles. Les trajectoires des prix des combustibles et de l'électricité retenues dans le cadre des tests de dépréciation ressortent ainsi dans les différents pays cœur en deçà de celles retenues l'an dernier malgré les impacts du mécanisme de l'ETS (EU Émissions Trading System) avec une baisse plus marquée au Royaume-Uni en raison d'une prudence accrue sur le maintien dans le temps du *Carbon Price Support*. S'agissant d'hypothèses structurantes pour la détermination de la valeur recouvrable des analyses de sensibilité sont réalisées sur les courbes de prix long terme dans le cadre de la réalisation des tests de dépréciation.

Par ailleurs, la mise en œuvre de mécanismes de capacité, sous différentes modalités selon les pays, reste un moyen incertain pour rétablir une rémunération suffisante pour certains actifs de production. Ainsi, ce mécanisme n'est toujours pas adopté en Italie. Au Royaume Uni, le marché de capacité britannique est suspendu depuis le 18 novembre 2018 suite à une décision de la Cour européenne de Justice concluant à sa non-conformité aux règles européennes relatives aux Aides d'État ; le test effectué prend en compte la mise en place d'un nouveau système à partir du deuxième semestre 2019, hypothèse cohérente avec l'objectif du gouvernement Britannique de tenir de nouvelles enchères pour l'été 2019 avec une livraison en 2019/2020.

À fin 2018, 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 exercices précédents ; les dépréciations constatées traduisent des risques propres à certaines UGT ou actifs spécifiques.

Royaume-Uni – EDF Energy

Marque British Energy

La marque British Energy est désormais intégralement dépréciée au 31 décembre 2018, les perspectives d'utilisation ou de cession étant aujourd'hui très limitées.

Actifs thermiques

Pour rappel, des dépréciations significatives ont été enregistrées ces dernières années sur les différents actifs thermiques du Groupe en Angleterre, conduisant en particulier à une valeur nette comptable quasi-nulle pour les centrales au charbon et les stockages gaz. Les investissements réalisés pour les centrales au charbon de Cottam et West Burton A ont été totalement dépréciés pour un montant de (16) millions d'euros en cohérence avec les décisions prises en 2017 de fermeture anticipée des centrales. Le 7 février 2019, EDF Energy a annoncé la fermeture de la centrale au charbon de Cottam.

Au 31 décembre 2018, la suspension temporaire du mécanisme de capacité et, sur le long terme, des perspectives plus basses sur les prix de capacité et sur les *clean spark spreads* par rapport à la vision fin 2017 conduisent à enregistrer une dépréciation complémentaire de la valeur de la centrale au gaz de West Burton B (CCGT) de (106) millions d'euros. La valeur de cet actif est sensible aux variations de prix ; ainsi une variation de 5 % des *clean spark spread* aurait un impact d'environ 5 % sur la valeur recouvrable du CCGT West Burton B.

Actifs nucléaires (centrales en exploitation et projet Hinkley Point C) et Goodwill

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 technologie 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). Le niveau de production retenue pour le test est en ligne avec la haute disponibilité du parc nucléaire atteinte ces dernières années, l'exercice 2018 ayant connu un niveau de production décalé à la baisse en raison de certains événements spécifiques. La valeur recouvrable du parc nucléaire d'EDF Energy diminue par rapport à 2017, majoritairement en lien avec les trajectoires de prix long terme en baisse, mais reste supérieure à la valeur nette comptable des actifs. Une variation de 5 % des prix de l'électricité par rapport à la trajectoire retenue dans le cadre du test aurait un impact de 14 % sur la valeur recouvrable de l'actif sans remise en cause de la marge du test.

Le goodwill d'EDF Energy s'élève à 7,6 milliards d'euros au 31 décembre 2018 (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.

De même qu'au 31 décembre 2017, le test tient compte des dernières estimations des coûts du projet (cf. communiqué de presse du 3 juillet 2017) c'est-à-dire 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. Le taux de rentabilité prévisionnel (TRI) pour EDF est estimé à environ 8,5 % (contre environ 9 % initialement).

Hormis les éléments rappelés ci-avant s'agissant des perspectives de prix de moyen et de long terme, la valeur recouvrable d'EDF Energy intègre également en 2018 des hypothèses en diminution sur le niveau de marges à l'aval, en lien avec la mise en place du cap sur le *Standard Variable Tariff* et à plus long terme, de taux de marge jugés relativement limités sur le marché britannique. Sur ces bases, l'excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable d'EDF Energy reste significatif au 31 décembre 2018.

S'agissant d'HPC, la revue de projet identifiait par ailleurs un risque de report de la livraison (*Commercial Operations Date*) 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.

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 CO_2 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. Une étude externe de valorisation de la marque a par ailleurs été réalisée et conclut à une valeur d'utilité de la marque supérieure à sa valeur nette comptable.

Au 31 décembre 2018, la valeur recouvrable de certains actifs « électricité » est en amélioration du fait de l'environnement de marché court terme favorable (actifs hydrauliques) ou d'investissements réalisés dans des projets présentant une forte rentabilité (actifs éoliens). Les actifs thermiques, en revanche, voient leur valeur recouvrable diminuer du fait de perspectives légèrement en baisse du niveau des prix de la capacité et des services auxiliaires sur le long terme, sans remettre en cause toutefois la marge du test.

Des risques additionnels d'un montant de (308) millions d'euros ont en revanche été mis en évidence en 2018 sur certains champs d'exploration-production, sous l'effet principalement d'une dégradation des perspectives des cours du brent sur le long terme et pour certains d'entre eux, de la révision de profils de production.

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 « merchant », 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 (60) millions d'euros.

EDF Renouvelables

En 2018, 103 millions d'euros de pertes de valeur ont été comptabilisés au titre de différentes UGT d'EDF Renouvelables, concernant principalement un parc éolien aux États-Unis et une société de technologie biomasse aux États-Unis.

Dalkia

Au 31 décembre 2018, le goodwill de Dalkia ressort à 550 millions d'euros et 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. Selon les hypothèses actualisées en 2018, 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 de 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 2018 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 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 1er 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 % au 31 décembre 2018. 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 exploitation (à l'exception de Fessenheim), en cohérence avec sa stratégie industrielle. La capacité nucléaire reste par ailleurs plafonnée dans le test à 63,2 gigawatts conformément à la loi de transition énergétique.

Une hypothèse de rémunération de capacité stable de 10 euros du kilowatt est prise en compte sur l'horizon de long terme, en cohérence avec l'analyse des fondamentaux du système retenue dans le cadre du scénario de référence. La moyenne des enchères réalisées en 2018 s'élève à 18 euros du kilowatt.

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 hausse des prix de l'électricité sur l'horizon de marché et par la mise en œuvre des plans d'économies. La marge du test est un peu en retrait par rapport à celui réalisé au 31 décembre 2017, principalement du fait de scénarios de prix à long terme plus bas, et dans la mesure où sur le court terme, l'ARENH ne permet pas de capter toute la valeur en lien avec l'augmentation des prix *forwards*.

Les hypothèses structurantes du test sont en particulier la durée de vie des actifs nucléaires, le scénario de prix à long terme, ainsi que le taux d'actualisation, l'évolution des coûts et des investissements et 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. Le test réalisé au 31 décembre 2018 intègre également en sensibilité les propositions de fermetures anticipées de certaines tranches nucléaires telles qu'inscrites dans le projet de programmation pluriannuelle de l'énergie, sans modification des conclusions du test.

Autre international – Belgique

Le test de dépréciation mis en œuvre sur EDF Luminus ne met pas en évidence de risque de dépréciation. La marge du test est toutefois pénalisée par les actifs nucléaires Tihange 2 et 3 et Doel 3 et 4, dans lequel EDF Luminus détient 10,2 %.

Enfin des pertes de valeur au titre des entreprises associées ont également été enregistrées au 31 décembre 2018 à hauteur de (39) 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 (105) millions d'euros au 31 décembre 2018. Ils comprennent principalement une plus-value de 755 millions d'euros dans le cadre de la cession de Dunkerque LNG et une dotation aux provisions pour contrat onéreux de (737) millions d'euros liée au contrat à long terme avec la société Dunkerque LNG, soit un impact net de 18 millions d'euros (voir note 3.3). Ils comprennent également (36) millions d'euros liés aux primes exceptionnelles de solidarité en France et (15) millions d'euros liés à l'ajustement du mécanisme de *guaranteed minimum pension* d'EDF Energy (voir note 31.3.1).

Les autres produits et charges d'exploitation s'élevaient à 1 363 millions d'euros au 31 décembre 2017 et comprenaient 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.

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)	2018	2017
Charges d'intérêts sur opérations de financement	(1 769)	(1 869)
Variation de juste valeur des dérivés et éléments de couverture sur dettes	(93)	37
Reprise en résultat des variations de juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie	102	31
Résultat net de change sur endettement	44	23
COÛT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT	**(1 716)**	**(1 778)**

15.2 EFFET DE L'ACTUALISATION

L'effet 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.

L'augmentation de cette charge au 31 décembre 2018 est en lien avec une baisse du taux d'actualisation réel des provisions nucléaires en France en 2018 plus forte qu'en 2017 (voir note 29.1).

La décomposition de cette charge est présentée ci-après :

(en millions d'euros)	2018	2017
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme	(875)	(884)
Provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers cœurs [(1)]	(2 480)	(1 968)
Autres provisions et avances	(131)	(107)
EFFET DE L'ACTUALISATION	**(3 486)**	**(2 959)**

(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)	2018	2017
Produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie	13	21
Produits (charges) sur autres actifs financiers (dont prêts et créances)	254	295
Produits (charges) sur titres de dettes et de capitaux propres	496	-
Variations des instruments financiers évalués à la juste valeur par compte de résultat	(995)	(102)
Produits (charges) sur actifs financiers disponibles à la vente	-	1 395
Autres charges financières	(261)	(52)
Résultat de change sur éléments financiers hors dettes	(91)	(41)
Produits sur les actifs de couverture	475	470
Intérêts d'emprunts capitalisés	502	515
AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	**393**	**2 501**

Les données comparatives de l'année 2018 n'ont pas été retraitées, conformément à l'approche simplifiée d'IFRS 9. Ainsi, les « produits (charges) sur titres de dettes et de capitaux propres » incluent sur l'année 2018 des dividendes et des produits d'intérêts sur titres de dettes pour un montant de 494 millions d'euros ainsi que des plus-values nettes de cessions pour un montant de 2 millions d'euros (dont (12) millions d'euros sur les actifs dédiés).

Les dividendes et produits d'intérêts sur titres de dettes étaient présentés sur l'année 2017 avec les plus-values nettes de cessions au sein des « produits (charges) sur actifs financiers disponibles à la vente » pour un montant de 410 millions d'euros.

Les autres produits et charges financiers incluent sur l'année 2018, des variations de juste valeur liée aux instruments financiers pour (995) millions d'euros. Dans un contexte de marchés orientés à la baisse, notamment en fin d'année 2018, cette évolution défavorable s'explique par la variation de la juste valeur des titres de dettes et de capitaux propres à hauteur de (1 026) millions d'euros (dont (989) millions d'euros au titre des actifs dédiés) et par les variations de juste valeur d'instruments dérivés à hauteur de 31 millions d'euros. En 2017, les autres variations de juste valeur des instruments financiers pour (102) millions d'euros incluaient (42) millions d'euros au titre des actifs dédiés et concernaient principalement des instruments dérivés détenus à des fins de transactions.

Inversement, les « produits (charges) sur actifs financiers disponibles à la vente » incluaient sur l'année 2017 des plus-values de cessions (incluant des reprises de provisions) pour 985 millions d'euros (dont 985 millions d'euros au titre des actifs dédiés).

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)	2018	2017
Impôts courants	(358)	42
Impôts différés	507	(189)
TOTAL	**149**	**(147)**

En 2018, la charge d'impôt courant provient des sociétés en France pour (168) millions d'euros et des autres filiales pour (190) millions d'euros (respectivement 314 millions d'euros et (272) millions d'euros en 2017).

16.2 RAPPROCHEMENT DE LA CHARGE D'IMPÔT THÉORIQUE ET DE LA CHARGE D'IMPÔT EFFECTIVE (PREUVE D'IMPÔT)

(en millions d'euros)	2018	2017
Résultat des sociétés intégrées avant impôt	**473**	**3 401**
Taux d'impôt sur les bénéfices applicable à la maison mère	34,43 %	34,43 %
Charge théorique d'impôt	**(163)**	**(1 171)**
Différences de taux d'imposition [1]	(90)	51
Différences permanentes [2]	30	476
Impôts sans base [3]	239	478
Actifs d'impôts différés non reconnus	132	20
Autres	1	(1)
CHARGE RÉELLE D'IMPÔT	**149**	**(147)**
TAUX EFFECTIF D'IMPÔT	**- 31,54 %**	**4,32 %**

L'impôt sur les résultats de + 149 millions d'euros en 2018, correspondant à un taux effectif d'impôt de - 31,54 % (contre (147) millions d'euros en 2017, correspondant à un taux effectif d'impôt de 4,32 %) est essentiellement lié à des éléments non récurrents (cessions ou dépréciations). Retraité de ces éléments non récurrents, le taux effectif d'impôt courant en 2018 est de 25,70 %, contre 18 % en 2017.

La différence entre le taux d'impôt théorique et le taux effectif s'explique essentiellement par les éléments suivants :

- pour 2018 :
  - [2] l'impact favorable des cessions de participations et d'actifs soumis à un taux réduit d'imposition pour 199 millions d'euros (principalement Dunkerque LNG - voir note 3.3),
  - [3] l'impact de la déduction des rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée pour 203 millions d'euros ;
- 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) 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 de la déduction des rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée pour 195 millions d'euros.

16.3 VARIATION DES ACTIFS ET PASSIFS D'IMPÔTS DIFFÉRÉS

(en millions d'euros)	2018	2017
Impôts différés actifs	1 220	1 641
Impôts différés passifs	(2 362)	(2 272)
Impôts différés nets au 1er janvier	**(1 142)**	**(631)**
Variation en résultat net	508	(189)
Variation en capitaux propres	(354)	(437)
Écarts de conversion	23	61
Mouvements de périmètre	(28)	22
Autres mouvements	(16)	32
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS AU 31 DÉCEMBRE	**(1 009)**	**(1 142)**
Dont impôts différés actifs	978	1 220
Dont impôts différés passifs	(1 987)	(2 362)

La variation des impôts différés en capitaux propres de l'exercice 2018 est liée à hauteur de (309) millions d'euros aux écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel pour les régimes postérieurs à l'emploi ((349) millions d'euros sur l'exercice 2017).

16.4 VENTILATION DES IMPÔTS DIFFÉRÉS PAR NATURE

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
Impôts différés :		
Immobilisations	(5 627)	(5 419)
Provisions pour avantages du personnel	4 493	5 203
Autres provisions et pertes de valeur	557	378
Instruments financiers	172	163
Déficits reportables et crédits d'impôts non utilisés	1 448	1 289
Autres	187	132
Impôts différés actifs et passifs	**1 230**	**1 746**
Impôts différés actifs non reconnus	(2 239)	(2 888)
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS	**(1 009)**	**(1 142)**

Au 31 décembre 2018, les actifs d'impôts différés non reconnus représentent une économie d'impôt potentielle de 2 239 millions d'euros (2 888 millions d'euros au 31 décembre 2017) et se situent principalement en France et aux États-Unis.

En France, cette économie d'impôt potentielle à hauteur de 1 449 millions d'euros (2 043 millions d'euros au 31 décembre 2017) 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 de 485 millions d'euros (499 millions d'euros en 2017) est liée à un résultat fiscal négatif générant des déficits dont l'expiration se situe entre 2029 et 2039.

Les impôts différés actifs sur déficits reportables activés sont de 662 millions d'euros (497 millions d'euros en 2017) et se situent principalement aux États-Unis pour 230 millions d'euros (199 millions d'euros en 2017) et en France pour 214 millions d'euros (51 millions d'euros en 2017), ainsi qu'au Canada et en Belgique. 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, en raison 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 :

(en millions d'euros)	**2018**	**2017**
Résultat attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	1 177	3 173
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	(584)	(565)
Effet des instruments dilutifs	-	-
Résultat net utilisé pour le calcul du résultat par action	**593**	**2 608**
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation sur l'exercice	**2 968 327 473**	**2 660 243 412**
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation – dilué sur l'exercice	**2 968 327 473**	**2 660 243 412**
Résultats par action (en euros) :		
RÉSULTAT PAR ACTION	**0,20**	**0,98**
RÉSULTAT DILUÉ PAR ACTION	**0,20**	**0,98**

En 2018, le paiement en actions du solde sur dividende au titre de l'exercice 2017 s'est traduit par une augmentation de capital et de la prime d'émission d'un montant total de 847 millions d'euros correspondant à l'émission de 82 828 872 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 :

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
Valeur nette comptable à l'ouverture	**10 036**	**8 923**
Acquisitions	116	1 396
Cessions	-	-
Pertes de valeur (note 13)	-	-
Écarts de conversion	(61)	(282)
Autres mouvements	104	(1)
VALEUR NETTE COMPTABLE À LA CLÔTURE	**10 195**	**10 036**
Valeur brute à la clôture	10 960	10 802
Cumul des pertes de valeur à la clôture	(765)	(766)

En 2018, les variations observées sont liées principalement à :

- la variation du goodwill liée à la finalisation de la comptabilisation du regroupement d'entreprises sur l'acquisition de Framatome du 31 décembre 2017 pour 58 millions d'euros (voir notes 5.1 et 3.11.2) ;
- l'acquisition d'Edison Énergie (ex GNVI) réalisée par Edison en Italie pour 80 millions d'euros (voir note 5.3) et Attiva pour 13 millions d'euros ;
- des écarts de conversion pour (61) millions d'euros, notamment du fait de la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

En 2017, les variations observées étaient liées principalement à l'acquisition de Framatome pour 1 257 millions d'euros (voir note 3.11.2) et à des écarts de conversion pour (282) millions d'euros, notamment du fait de la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

18.2 RÉPARTITION DES GOODWILL PAR SECTEUR OPÉRATIONNEL

Les goodwill se répartissent comme suit, selon l'information sectorielle présentée en note 6.1 :

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
France – Production et commercialisation	**53**	**53**
France – Activités régulées	**223**	**223**
Framatome [1]	**1 317**	**1 257**
Royaume-Uni (EDF Energy)	**7 578**	**7 586**
Italie	**108**	**18**
Autre international	**20**	**15**
Dalkia	**548**	**536**
EDF Renouvelables	**206**	**206**
Autres métiers	**142**	**142**
TOTAL GROUPE	**10 195**	**10 036**

(1) Au 31 décembre 2018, 1 315 millions d'euros sur l'acquisition de Framatome (voir note 5.1).

NOTE 19 AUTRES ACTIFS INCORPORELS

Les valeurs nettes des autres actifs incorporels se répartissent comme suit :

Au 31 décembre 2018

(en millions d'euros)	31/12/2017	Augmentations	Diminutions	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2018
Logiciels	4 034	774	(165)	(10)	24	7	4 664
Juste valeur positive des contrats matières acquis lors de regroupement d'entreprise	810	-	-	-	-	(229)	581
Droits d'émission de gaz à effet de serre – certificats verts	440	1 144	(1 082)	(2)	-	1	501
Autres immobilisations incorporelles	7 501	1 023	(40)	(11)	214	33	8 720
Immobilisations incorporelles en cours [1]	1 211	32	(6)	1	-	(5)	1 233
Valeurs brutes	**13 996**	**2 973**	**(1 293)**	**(22)**	**238**	**(193)**	**15 699**
Amortissements et pertes de valeur	(5 100)	(1 109)	170	15	2	241	(5 781)
VALEURS NETTES	**8 896**	**1 864**	**(1 123)**	**(7)**	**240**	**48**	**9 918**

(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 2018 :

- 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 1 145 millions d'euros ;
- la marque « Framatome », les actifs incorporels relatifs à la technologie nucléaire ainsi que les contrats clients de Framatome respectivement pour 151 millions d'euros, 777 millions d'euros et 344 millions d'euros.

Les immobilisations incorporelles en cours intègrent les études en cours dans le cadre du projet EPR 2 pour 296 millions d'euros.

Une dépréciation des autres actifs incorporels de (52) millions d'euros a été enregistrée en 2018.

Le montant global des dépenses de recherche et développement d'EDF inscrit au compte de résultat s'élève à 510 millions d'euros en 2018.

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 comprenait 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.

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)	31/12/2018	31/12/2017
Immobilisations	54 677	53 034
Immobilisations en cours	1 838	1 705
IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	**56 515**	**54 739**

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 31/12/2017	**2 746**	**89 955**	**4 131**	**96 832**
Augmentations [1]	168	3 919	419	4 506
Diminutions	(19)	(595)	(172)	(786)
VALEURS BRUTES AU 31/12/2018	**2 895**	**93 279**	**4 378**	**100 552**
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2017	**(1 397)**	**(39 778)**	**(2 623)**	**(43 798)**
Dotations nettes aux amortissements	(64)	(237)	(193)	(494)
Diminutions	15	469	205	689
Autres mouvements [2]	(12)	(2 148)	(112)	(2 272)
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR AU 31/12/2018	**(1 458)**	**(41 694)**	**(2 723)**	**(45 875)**
Valeurs nettes au 31/12/2017	**1 349**	**50 177**	**1 508**	**53 034**
VALEURS NETTES AU 31/12/2018	**1 437**	**51 585**	**1 655**	**54 677**

(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 activités se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
Immobilisations	6 026	6 369
Immobilisations en cours	1 313	1 238
IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS	**7 339**	**7 607**

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 31/12/2017	**1 489**	**12 566**	**39**	**582**	**14 676**
Augmentations	25	376	20	29	450
Diminutions	(1)	(83)	(35)	(3)	(122)
Écarts de conversion	-	17	-	-	17
Mouvements de périmètre	-	13	-	-	13
Autres mouvements	(3)	13	-	1	11
VALEURS BRUTES AU 31/12/2018	**1 510**	**12 902**	**24**	**609**	**15 045**
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2017	**(895)**	**(6 999)**	**(22)**	**(391)**	**(8 307)**
Dotations nettes aux amortissements	(33)	(383)	(4)	(33)	(453)
Pertes de valeur nettes de reprises	-	(306)	-	-	(306)
Diminutions	1	46	11	3	61
Écarts de conversion	-	(11)	-	-	(11)
Mouvements de périmètre	-	-	-	-	-
Autres mouvements	(2)	-	-	(1)	(3)
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR AU 31/12/2018	**(929)**	**(7 653)**	**(15)**	**(422)**	**(9 019)**
Valeurs nettes au 31/12/2017	**594**	**5 567**	**17**	**191**	**6 369**
VALEURS NETTES AU 31/12/2018	**581**	**5 249**	**9**	**187**	**6 026**

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.

Sur l'exercice 2018, les pertes de valeur sur des immobilisations en cours et sur les autres immobilisations en concessions des autres activités s'élèvent respectivement à (2) millions d'euros et à (306) 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)	31/12/2018	31/12/2017
Immobilisations	47 779	48 972
Immobilisations en cours	30 377	26 515
Immobilisations financées par location-financement	96	135
IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE	**78 252**	**75 622**

Au 31 décembre 2018, les immobilisations corporelles en cours de production du domaine propre incluent notamment les investissements relatifs aux réacteurs EPR de Flamanville 3 pour 12 479 millions d'euros (incluant des intérêts intercalaires capitalisés pour 2 622 millions d'euros), de Hinkley Point C pour 7 502 millions d'euros (incluant des intérêts intercalaires capitalisés pour 108 millions d'euros) et de Sizewell C pour 133 millions d'euros (incluant des intérêts intercalaires pour 1 million d'euros).

Le montant immobilisé du projet Flamanville 3 dans les états financiers au 31 décembre 2018 est de 10 065 millions d'euros hors intérêts intercalaires (soit 9 874 millions d'euros en immobilisations corporelles et incorporelles en cours et 191 millions d'euros [1] en immobilisations mises en service). Il intègre, en sus du coût de construction :

- un stock de pièces détachées et des montants immobilisés au titre des projets connexes (notamment Visite Complète n° 1, Aménagement Zone Nord) à hauteur de 328 millions d'euros ;
- ainsi que des frais de pré-exploitation et d'autres actifs corporels liés au projet pour 520 millions d'euros ;
- et tient compte depuis le 1er janvier 2018, de l'élimination des soldes bilanciels et marges internes entre Framatome et EDF SA dans le cadre de ce projet (soit 437 millions d'euros constitués essentiellement d'avances et acomptes),

soit un coût de construction en valeur historique dans les états financiers au 31 décembre 2018 de 9 217 millions d'euros, pour un montant de coût de construction à terminaison (hors intérêts intercalaires), communiqué le 25 juillet 2018 de 10,9 milliards d'euros, exprimé en euros 2015.

Les variations observées sur les immobilisations corporelles (dont immobilisations en cours) intègrent également un effet de change de (129) millions d'euros du fait notamment de la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

Sur l'exercice 2018, des pertes de valeur ont été enregistrées d'une part, sur des immobilisations en cours et des immobilisations financées par location-financement pour un montant de (19) millions d'euros, et d'autre part, sur d'autres immobilisations du domaine propre pour un montant de (219) millions d'euros.

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 31/12/2017	**13 019**	**68 890**	**20 837**	**17**	**18 765**	**121 528**
Augmentations	610	3 336	187	-	1 857	5 990
Diminutions	(403)	(1 074)	(225)	-	(543)	(2 245)
Écarts de conversion	(8)	(89)	(9)	-	(23)	(129)
Mouvements de périmètre [1]	(233)	-	(1 367)	-	(755)	(2 355)
Autres mouvements [2]	(17)	327	22	-	36	368
VALEURS BRUTES AU 31/12/2018	**12 968**	**71 390**	**19 445**	**17**	**19 337**	**123 157**
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2017	**(7 074)**	**(45 679)**	**(12 230)**	**(12)**	**(7 561)**	**(72 556)**
Dotations nettes aux amortissements	(331)	(2 804)	(581)	-	(1 246)	(4 962)
Pertes de valeur nettes de reprises	-	-	(154)	-	(65)	(219)
Diminutions	208	984	220	-	501	1 913
Écarts de conversion	1	45	12	-	3	61
Mouvements de périmètre [1]	12	-	71	1	57	141
Autres mouvements	(7)	230	63	-	(42)	244
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR AU 31/12/2018	**(7 191)**	**(47 224)**	**(12 599)**	**(11)**	**(8 353)**	**(75 378)**
Valeurs nettes au 31/12/2017	**5 945**	**23 211**	**8 607**	**5**	**11 204**	**48 972**
VALEURS NETTES AU 31/12/2018	**5 777**	**24 166**	**6 846**	**6**	**10 984**	**47 779**

(1) Les mouvements de périmètre concernent principalement les immobilisations liées à la cession du terminal méthanier de Dunkerque (voir note 3.3).
(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 289 millions d'euros (voir note 29.1)

(1) soit 241 millions d'euros en valeur brute diminuée de 50 millions d'euros d'amortissements.

22.3 CONTRATS DE LOCATION-FINANCEMENT

				31/12/2018	31/12/2017
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Paiements minimaux futurs à recevoir en tant que bailleur	24	8	14	2	33
Paiements minimaux futurs à verser en tant que preneur	405	53	164	188	367

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 co-entreprises est le suivant :

				31/12/2018		31/12/2017
(en millions d'euros)	Activité principale [1]	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	1 406	283	1 241	249
CENG	P	49,99	1 667	102	1 494	(316)
Taishan (TNPJVC) [3]	P	30,00	n.c.	n.c.	1 122	(17)
Alpiq [4]	P, D, A, T	25,04	622	(41)	602	25
Autres participations dans les entreprises associées et les co-entreprises			**n.c.**	**n.c.**	**2 790**	**94**
TOTAL			**8 287**	**569**	**7 249**	**35**

n.c. : non communiqué

(1) P = production, D = distribution, T = transport, A = autres

(2) Au 31 décembre 2018, 50,1 % d'intérêts dans CTE (co-entreprise détenant les titres de RTE – voir note 3.11.3).
En 2017, 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 (société mère de Taishan) étant postérieure à celle du Groupe, il n'est pas présenté dans ce tableau d'éléments financiers de Taishan pour le 31 décembre 2018.

(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 2018 (intégrant les résultats définitifs publiés par le groupe Alpiq en août 2018).

Les autres participations dans les entreprises associées et les co-entreprises concernent principalement Nam Theun Power Company (NTPC), Compagnie Énergétique de Sinop (CES), Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd et certaines sociétés détenues par EDF Renouvelables et EDF SA.

Sur l'exercice 2018, (39) millions d'euros de pertes de valeur ont été comptabilisés au titre des participations dans les entreprises associées et les co-entreprises sur différents actifs spécifiques, non décrites ci-dessous eu égard à leur faible matérialité sur les comptes du Groupe.

Sur l'exercice 2017, (618) millions d'euros de pertes de valeur ont été comptabilisés principalement au titre des participations dans les entreprises associées et les co-entreprises sur les actifs de CENG (voir note 23.2.2).

23.1 CO-ENTREPRISE DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ (CTE)

23.1.1 Éléments financiers de CTE

Les principaux indicateurs financiers du palier CTE (données à 100 %) sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017 [1]
Actifs non courants	17 740	17 163
Actifs courants	2 854	2 793
TOTAL ACTIF	**20 593**	**19 956**
Capitaux propres	2 807	2 476
Passifs non courants	13 225	12 870
Passifs courants	4 561	4 610
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	**20 593**	**19 956**
Chiffre d'affaires	4 817	3 143
Excédent brut d'exploitation	2 058	1 285
Résultat net	566	337
Endettement financier net	11 799	11 633
Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	78	-
Dividendes versés	313	159

(1) Les données du 31 décembre 2017 correspondent aux données du palier CTE (co-entreprise détenant les titres de RTE) comprenant 100 % du résultat de RTE sur le premier trimestre 2017 et 50,1 % du palier CTE sur le second trimestre 2017 du fait de la cession de CTE (voir note 3.11.3).

La filiale de CTE, RTE (Réseau de Transport d'Électricité), est en charge de gérer le réseau public de transport Haute Tension et Très Haute Tension de l'électricité. Enedis fait appel au réseau de RTE pour acheminer l'énergie vers le réseau de distribution.

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)	31/12/2018	31/12/2017
Actifs non courants	7 689	7 370
Actifs courants	1 142	965
TOTAL ACTIF	**8 831**	**8 335**
Capitaux propres	3 334	2 989
Passifs non courants	4 912	5 030
Passifs courants	585	316
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	**8 831**	**8 335**
Chiffre d'affaires	1 335	1 156
Excédent brut d'exploitation	579	396
Résultat net [(1)]	205	(633)
Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	(123)	107
Dividendes versés	-	-

(1) Dont pertes de valeurs à 100 % pour (982) millions d'euros au 31 décembre 2017.

23.2.2 Pertes de valeur

En 2017, des pertes de valeur sur la participation du Groupe dans CENG avaient été comptabilisées pour un montant de (491) millions d'euros du fait d'une dégradation des prix *forwards* et des prix de long terme de l'électricité.

Au 31 décembre 2018, la mise à jour du test de dépréciation pour les actifs de CENG conduit à mettre en évidence un excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable, notamment en lien avec les nouvelles courbes de prix long terme publiées par les organismes externes sur le deuxième semestre et avec les effets de la réforme fiscale. Toutefois, étant considéré le contexte spécifique de l'actif, il n'a pas été effectué de reprise partielle des dépréciations précédemment enregistrées.

En effet, pour rappel, le calcul de la valeur d'utilité est sensible à plusieurs hypothèses notamment la pérennité du mécanisme ZEC correspondant à un programme de subvention aux centrales nucléaires « *Zero Emission Credit* » (ZEC) mis en œuvre dans l'État de New York, qui apporte un complément de revenus aux centrales de Ginna et Nine Mile Point. Ce dispositif fait actuellement l'objet de recours judiciaires et législatifs et pourrait donc être remis en cause.

Par ailleurs, plusieurs hypothèses structurantes pour la valorisation de cette participation restent sujettes à 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.

Pour rappel, aux termes de l'accord avec Exelon, 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.

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)	31/12/2017	31/12/2016
Actifs non courants	11 030	10 936
Actifs courants	350	66
TOTAL ACTIF	**11 380**	**11 002**
Capitaux propres	3 316	3 594
Passifs non courants	6 864	6 563
Passifs courants	1 200	845
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	**11 380**	**11 002**
Chiffre d'affaires	-	-
Résultat net	(56)	(39)
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 %.

Framatome dispose de deux contrats avec TNPJVC :

- fourniture de deux îlots nucléaires EPR en consortium avec CNPDC et CNPEC ;
- livraison de combustibles (premier cœur et première recharge de chaque unité).

La mise en service commerciale du premier réacteur a eu lieu le 13 décembre 2018 (voir note 3.1), celle du deuxième réacteur est prévue en 2019.

Le processus d'élaboration du tarif étant en cours, un test de dépréciation sera mené dès lors que le tarif et son mécanisme d'indexation seront connus.

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 2018 (voir renvoi 4 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)	31/12/2017	31/12/2016 retraité (2)
Actifs non courants	4 833	5 394
Actifs courants	2 858	3 921
Actifs détenus en vue de la vente	1 022	5
TOTAL ACTIF	**8 713**	**9 320**
Capitaux propres (1)	3 388	3 619
Passifs non courants	2 554	3 235
Passifs courants	2 154	2 465
Passifs détenus en vue de la vente	617	1
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	**8 713**	**9 320**
Chiffre d'affaires	6 444	5 576
Excédent brut d'exploitation	250	714
Résultat net	(80)	270
Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	176	(24)
Dividendes versés	-	-

(1) Dont 869 millions d'euros d'emprunts hybrides.
(2) Le bilan du groupe Alpiq au 31 décembre 2016 a été retraité d'une part d'impacts de présentation et d'autre part d'impacts de la modification du classement de certaines sociétés qui avaient été présentées en « activités détenues en vue de la vente » et qui sont désormais présentées au bilan.

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 co-entreprises ».

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.

À noter que la valeur de la participation du groupe EDF dans Alpiq évaluée sur la base du cours de Bourse au 31 décembre 2018 est de 475 millions d'euros.

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 pèse sur la rentabilité de ses capacités de production en Suisse, de plus, les stratégies de couverture des prix ne permettent de profiter à court terme des remontées de prix de marché.

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 avec la perspective d'une cession d'une partie de son parc de production. Ces démarches n'ont pas atteint les attentes du Groupe qui s'est alors concentré sur la vente de ses actifs de services énergétiques.

À l'occasion de la publication de ses comptes semestriels 2018, le 24 août 2018, Alpiq a encore rappelé les difficultés générées par 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 2018. Sur le plan stratégique, Alpiq a conclu avec succès fin juillet 2018 la cession de ses activités de services énergétiques à la société française Bouygues Construction. Cette opération lui permet de se recentrer sur son cœur de métier et d'améliorer ses liquidités.

Fin août 2018, EDF a résilié la convention de consortium liant les actionnaires fondateurs de la structure depuis 2005. La convention expirera en septembre 2020.

À date, et depuis la publication des résultats semestriels d'Alpiq, le Groupe n'a pas connaissance d'éléments, qui constitueraient un risque de perte de valeur complémentaire de sa participation au 31 décembre 2018. 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 régulatoire 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 2018 prévue le 4 mars 2019, le groupe EDF en tirerait les conséquences dans ses comptes semestriels 2019.

NOTE 24 STOCKS

La valeur comptable des stocks répartie par catégorie est la suivante :

	31/12/2018			31/12/2017		
(en millions d'euros)	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
Combustible nucléaire	10 671	(6)	10 665	10 831	(15)	10 816
Autre combustible	957	(14)	943	906	(7)	899
Autres matières premières	1 613	(302)	1 311	1 526	(283)	1 243
Encours de production de biens et services	538	(30)	508	494	(48)	446
Autres stocks	840	(40)	800	768	(34)	734
TOTAL STOCKS	**14 619**	**(392)**	**14 227**	**14 525**	**(387)**	**14 138**

La part à plus d'un an concerne principalement les stocks de combustible nucléaire pour un montant de 7 810 millions d'euros au 31 décembre 2018 (7 932 millions d'euros au 31 décembre 2017).

La valeur des stocks évalués en valeur de marché chez EDF Trading s'élève à 142 millions d'euros au 31 décembre 2018 (179 millions d'euros au 31 décembre 2017).

NOTE 25 CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS

La valeur nette des clients et comptes rattachés est composée des éléments suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017 retraité
Clients et comptes rattachés hors EDF Trading – valeur brute	14 468	14 359
Clients et comptes rattachés EDF Trading – valeur brute	2 446	3 530
Dépréciations	(1 004)	(1 046)
CLIENTS ET COMPTES RATTACHES – VALEUR NETTE	**15 910**	**16 843**

Les échéances des clients et comptes rattachés sont majoritairement à moins d'un an.

Les avances perçues des clients mensualisés en France sont déduites du poste créances clients et comptes rattachés à hauteur de 6 827 millions d'euros au 31 décembre 2018 (6 568 millions au 31 décembre 2017 – voir note 2.1.3.2).

25.1 CRÉANCES ÉCHUES/NON ÉCHUES

	31/12/2018			31/12/2017		
(en millions d'euros)	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
CRÉANCES CLIENTS ET COMPTES RATTACHES	**16 914**	**(1 004)**	**15 910**	**17 889**	**(1 046)**	**16 843**
dont créances échues de moins de 6 mois	1 318	(214)	1 104	1 172	(260)	912
dont créances échues de 6 à 12 mois	393	(152)	241	435	(137)	298
dont créances échues de plus de 12 mois	877	(511)	366	890	(532)	358
dont total des créances échues	**2 588**	**(877)**	**1 711**	**2 497**	**(929)**	**1 568**
dont total des créances non échues	**14 326**	**(127)**	**14 199**	**15 392**	**(117)**	**15 275**

25.2 OPÉRATIONS DE MOBILISATION DE CRÉANCES

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
Créances clients transférées intégralement maintenues au bilan	-	-
Créances clients transférées partiellement maintenues au bilan	38	41
Créances clients transférées intégralement sorties du bilan	1 095	903

Des opérations de mobilisation de créances clients ont été réalisées par le Groupe pour un montant de 1 095 millions d'euros au 31 décembre 2018, concernant principalement EDF SA, Edison et Dalkia (903 millions d'euros en décembre 2017).

Ces opérations sont pour l'essentiel réalisées de manière récurrente et sans recours. Le montant des créances correspondantes ne figure donc plus dans le bilan consolidé du Groupe.

25.3 INFORMATION SUR LES ACTIFS SUR CONTRAT

Les actifs sur contrat correspondent à un droit de l'entité de recevoir une contrepartie en échange de biens ou services qu'elle a fournis à ses clients lorsque ce droit dépend d'autre chose que de l'écoulement du temps.

Parmi les créances, les actifs sur contrat représentent un montant de 225 millions d'euros au 31 décembre 2017 et de 439 millions d'euros au 31 décembre 2018 principalement sur les secteurs opérationnels Framatome, Dalkia et EDF Renouvelables.

NOTE 26 AUTRES DÉBITEURS

Les autres débiteurs se présentent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017 retraité (1)
Charges constatées d'avance	1 719	1 592
Compensation des charges de Service Public de l'énergie (CSPE)	799	1 147
Créances TVA	2 133	2 043
Créances fiscales (hors TVA)	342	368
Autres créances d'exploitation	4 149	4 237
AUTRES DÉBITEURS	**9 142**	**9 387**
dont part non courante	1 796	2 168
dont part courante	7 346	7 219
dont valeurs brutes	9 197	9 462
dont dépréciation	(55)	(75)

(1) Les comptes consolidés du 31 décembre 2017 ont été retraités de la norme IFRS 15 (voir note 2.1.3.2).

Au 31 décembre 2018, les autres débiteurs intègrent un produit à recevoir au titre de la créance de CSPE, à hauteur de 799 millions d'euros (1 147 millions d'euros au 31 décembre 2017). L'autre partie de la créance CSPE figure en Prêts et créances financières (voir note 36.3).

NOTE 27 CAPITAUX PROPRES

27.1 CAPITAL SOCIAL

Au 31 décembre 2018, le capital social s'élève à 1 505 133 838 euros composé de 3 010 267 676 actions entièrement souscrites et libérées d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune et détenues à 83,67 % par l'État, 15,06 % par le public (institutionnels et particuliers), 1,15 % par les salariés et anciens salariés du Groupe et 0,12 % d'actions autodétenues.

En juin 2018, le paiement en actions d'une partie du solde sur dividendes au titre de l'exercice 2017 s'est traduit par une augmentation du capital social de 41 millions d'euros et une prime d'émission de 806 millions d'euros, suite à l'émission de 82 828 872 actions nouvelles. Les formalités liées à cette opération ont été finalisées en juin 2018.

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 2018, les actions propres enregistrées en diminution des capitaux propres consolidés représentent 3 728 019 actions pour une valeur de 56 millions d'euros.

27.3 DISTRIBUTIONS DE DIVIDENDES

L'Assemblée générale des actionnaires du 15 mai 2018 a voté le montant du dividende ordinaire pour l'exercice 2017 à 0,46 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 0,506 euro par action.

Compte tenu de l'acompte sur dividende de 0,15 euro par action mis en paiement en actions nouvelles ou en numéraire le 11 décembre 2017, le solde du dividende distribué 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. Le solde du dividende a été mis en paiement le 19 juin 2018.

L'État a opté pour le versement du solde du 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 du solde sur dividendes en actions au titre de l'exercice 2017 s'élève à 60 millions d'euros.

Le 6 novembre 2018, 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 2018, mis en paiement exclusivement en numéraire le 10 décembre 2018 pour un montant de 451 millions d'euros.

27.4 INSTRUMENTS DE CAPITAUX PROPRES

Au 31 décembre 2018, le montant des titres subordonnés à durée indéterminée enregistré en capitaux propres s'élève à 10 101 millions d'euros (déduction faite des coûts de transaction nets d'impôts).

EDF a émis le 25 septembre 2018, des obligations super-subordonnées à durée indéterminée d'un montant de 1,25 milliard d'euros, avec un coupon de 4 % et une option de remboursement au gré d'EDF à compter du 4 juillet 2024.

Et le 3 octobre 2018, EDF a racheté en numéraire une partie de deux souches d'obligations hybrides existantes pour un montant de 1,25 milliard d'euros.

La rémunération versée par EDF aux porteurs des titres subordonnés à durée indéterminée émis en janvier 2013 et janvier 2014 a été de 584 millions d'euros sur l'exercice 2018 et de 565 millions d'euros sur l'exercice 2017. La contrepartie de la trésorerie versée en rémunération de ces titres est enregistrée en réduction des capitaux propres du Groupe.

En janvier 2019, une rémunération d'environ 334 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 du nominal	Devise	Option de remboursement	Taux
EDF	01/2013	338	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	662	EUR	8 ans	4,13 %
EDF	01/2014	1 000	EUR	12 ans	5,00 %
EDF	01/2014	750	GBP	15 ans	5,88 %
EDF	10/2018	1 250	EUR	6 ans	4,00 %

27.5 PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE (INTÉRÊTS MINORITAIRES)

27.5.1 Détails des participations ne donnant pas le contrôle

		31/12/2018		31/12/2017	
(en millions d'euros)	% 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
Principales participations ne donnant pas le contrôle					
EDF Energy Nuclear Generation Ltd	20,0 %	2 612	(21)	2 687	23
NNB Holding Ltd	33,5 %	2 849	(3)	2 138	-
EDF Investissements Groupe SA	6,1 %	516	11	516	11
EDF Luminus SA	31,4 %	380	(21)	388	2
Framatome	24,5 %	258	40	209	-
Autres participations ne donnant pas le contrôle	**-**	**1 562**	**8**	**1 403**	**80**
TOTAL	**-**	**8 177**	**14**	**7 341**	**116**

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.

Les participations ne donnant pas le contrôle de Framatome, groupe acquis le 31 décembre 2017 (voir note 3.11.2) 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 en 2017 aux participations de Total et Fluxys dans Dunkerque LNG et aux intérêts minoritaires de Sizewell C Holding Co et de filiales des sous-groupes Edison et EDF Renouvelables. Elles correspondent principalement en 2018 aux intérêts minoritaires de Sizewell C Holding Co et de filiales des sous-groupes Edison et EDF Renouvelables.

Elles comprennent également des instruments constitués d'obligations convertibles émis par le groupe Dalkia et souscrits par des minoritaires pour un montant total de 260 millions d'euros au 31 décembre 2018 (124 millions d'euros en 2017). L'évolution sur la période s'explique principalement par l'émission d'obligations convertibles pour un total de 157 millions d'euros. Les obligations convertibles en actions sont qualifiées d'instruments de capitaux propres au sens d'IAS 32 et l'analyse réalisée sur les droits de vote et la gouvernance des sociétés confirme le maintien du contrôle exclusif de Dalkia. Cette opération est présentée au sein des flux de financement du tableau de flux de trésorerie.

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 :

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
Actifs non courants	21 304	21 149
Actifs courants	3 289	3 228
TOTAL ACTIF	**24 593**	**24 377**
Capitaux propres	13 061	13 433
Passifs non courants	10 805	10 252
Passifs courant	727	692
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	**24 593**	**24 377**
Chiffre d'affaires	2 765	3 070
Résultat net	(106)	135
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	(100)	(220)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	649	867
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	(555)	(514)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	(113)	(328)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE	**483**	**468**
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(19)	25
Incidence des variations de change	1	(10)
Autres incidences	7	-
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	**472**	**483**
Dividendes payés aux participations ne donnant pas le contrôle	23	70

NOTE 28 PROVISIONS

La répartition entre la part courante et la part non courante des provisions se présente comme suit :

		31/12/2018			31/12/2017		
(en millions d'euros)	Notes	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Provisions pour aval du cycle nucléaire		1 515	22 362	23 877	1 479	21 378	22 857
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs		302	26 842	27 144	290	25 032	25 322
Provisions liées à la production nucléaire	**29**	**1 817**	**49 204**	**51 021**	**1 769**	**46 410**	**48 179**
Autres provisions pour déconstruction	**30**	**91**	**2 033**	**2 124**	**80**	**1 977**	**2 057**
Provisions pour avantages du personnel	**31**	**998**	**17 627**	**18 625**	**1 106**	**20 630**	**21 736**
Autres provisions	**32**	**3 104**	**2 908**	**6 012**	**2 529**	**2 356**	**4 885**
TOTAL PROVISIONS		**6 010**	**71 772**	**77 782**	**5 484**	**71 373**	**76 857**

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)	31/12/2017	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversion	Autres Mouvements	31/12/2018
Provisions pour gestion du combustible usé	12 353	500	(1 204)	748	(12)	(223)	12 162
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	1 041	12	(29)	59	(3)	40	1 120
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	9 463	42	(231)	859	(6)	468	10 595
Provisions pour aval du cycle nucléaire	**22 857**	**554**	**(1 464)**	**1 666**	**(21)**	**285**	**23 877**
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	21 431	52	(162)	1 083	(57)	693	23 040
Provisions pour derniers cœurs	3 891	-	-	166	(13)	60	4 104
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	**25 322**	**52**	**(162)**	**1 249**	**(70)**	**753**	**27 144**
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	**48 179**	**606**	**(1 626)**	**2 915**	**(91)**	**1 038**	**51 021**

L'évolution des provisions liées à la production nucléaire observée sur l'exercice 2018 s'explique notamment par la baisse du taux d'actualisation en France et au Royaume Uni, dont les effets sont présentés en « Effet de l'actualisation » pour un montant de 835 millions d'euros pour les provisions ayant une contrepartie en résultat, et en « Autres mouvements » pour un montant de 1 169 millions d'euros au titre des variations des provisions adossées à des actifs (actifs de contrepartie et actifs sous-jacents en France ; créance NLF au Royaume-Uni).

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	10 698	1 464	-	12 162
Provision pour reprise et conditionnement des déchets	751	369	-	1 120
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	9 846	743	6	10 595
PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE AU 31/12/2018	**21 295**	**2 576**	**6**	**23 877**
Provisions pour aval du cycle nucléaire au 31/12/2017	**20 326**	**2 527**	**4**	**22 857**
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	15 985	6 754	301	23 040
Provisions pour derniers cœurs	2 526	1 578	-	4 104
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS AU 31/12/2018	**18 511**	**8 332**	**301**	**27 144**
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs au 31/12/2017	**17 307**	**7 737**	**278**	**25 322**

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 45).

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.

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2017	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation [1]	Autres mouvements [2]	31/12/2018
Provisions pour gestion du combustible usé	29.1.1	10 786	488	(986)	651	(241)	10 698
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	29.1.2	726	10	(29)	43	1	751
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	29.1.2	8 814	38	(231)	826	399	9 846
Provisions pour aval du cycle nucléaire		**20 326**	**536**	**(1 246)**	**1 520**	**159**	**21 295**
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	29.1.3	14 920	52	(138)	752	399	15 985
Provisions pour derniers cœurs	29.1.4	2 387	-	-	97	42	2 526
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs		**17 307**	**52**	**(138)**	**849**	**441**	**18 511**
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE		**37 633**	**588**	**(1 384)**	**2 369**	**600**	**39 806**

(1) L'effet d'actualisation comprend la charge de désactualisation pour 1 534 millions d'euros et les effets de variation du taux d'actualisation réel en 2018 comptabilisés en compte de résultat pour les provisions non adossées à des actifs pour 835 millions d'euros (charges financières de désactualisation).

(2) Les autres mouvements comprennent notamment :

- *le reclassement de la provision gestion long terme des déchets radioactifs précédemment incluse dans la provision pour gestion du combustible usé pour un montant de (298) millions d'euros ;*
- *les effets du changement de taux d'actualisation réel au 31 décembre 2018 pour les provisions adossées à des actifs pour 718 millions d'euros.*

Concernant les installations de tiers :

- EDF, la COGEMA (aujourd'hui Orano Cycle) et le Commissariat à l'Énergie Atomique (CEA) ont conclu, en décembre 2004, un accord par lequel le CEA reprenait la maîtrise d'ouvrage et le financement des opérations de mise à l'arrêt définitif, de démantèlement des installations ainsi que de reprise et de conditionnement des déchets de l'usine de retraitement UP1 de Marcoule. En contrepartie, EDF a versé au CEA une contribution financière libératoire couvrant l'intégralité de sa quote-part au coût des opérations restant à réaliser, EDF demeurant propriétaire de ses déchets ultimes et supportant uniquement leur coût de transport et de stockage ;
- EDF, AREVA et AREVA NC (aujourd'hui Orano Cycle) ont conclu, en décembre 2008 et juillet 2010, deux accords fixant les conditions juridiques et financières d'un transfert à AREVA NC des obligations contractuelles d'EDF relatives à sa contribution financière au démantèlement des installations de La Hague et aux opérations de reprise et de conditionnement des déchets. En application de ces accords, EDF a versé à AREVA NC une contribution financière libératoire couvrant l'intégralité de sa quote-part au coût des opérations restant à réaliser, EDF demeurant propriétaire de ses déchets ultimes et supportant uniquement leur coût de transport et de stockage.

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 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 (GCU) 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.

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 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.

En 2018, le Conseil d'administration a approuvé la relance de la filière de recyclage de l'uranium de retraitement (suspendue en 2013 dans l'attente de la disponibilité d'un nouveau schéma industriel), avec des premiers chargements d'assemblages prévus à l'horizon 2023, sous réserve de la réalisation des modifications techniques et de l'obtention des autorisations de l'autorité de sûreté nécessaires. Les contrats correspondants ont été signés avec les fournisseurs respectifs au 2e trimestre 2018.

La part de provision pour gestion du combustible usé afférente à l'uranium de retraitement pourra être reprise lorsque l'ensemble des conditions industrielles, réglementaires et économiques de reprise de la filière seront remplies, sachant que la réalisation de certaines conditions n'est pas du ressort d'EDF (pas de calendrier prédéfini à date).

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.

Enfin, suite à la publication de l'arrêté du 28 décembre 2018 modifiant l'arrêté du 21 mars 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires, la provision couvrant l'entreposage des déchets issus du traitement des combustibles usés est reclassée en 2018 en provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs pour un montant de 298 millions d'euros.

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 1er 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.

Le montage des équipements d'ICEDA (installation d'entreposage intermédiaire construite sur le site de la centrale de Bugey) a été achevé depuis décembre 2018 et les essais en inactif sont en cours. Le DAMS (Dossier d'Autorisation de Mise en Service) a été complété sur le sujet de l'identification des Équipements Importants pour la Protection des Intérêts (EIP) et a été envoyé à l'ASN. L'objectif de mise en service d'ICEDA est en septembre 2019.

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'entreposage (reclassement de 298 millions d'euros en 2018 en provenance de la GCU voir note 29.1.1), à 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)	31/12/2018	31/12/2017
Déchets TFA et FMA	1 278	1 161
Déchets FAVL	292	265
Déchets HA-MAVL	8 276	7 388
PROVISION GESTION À LONG TERME DES DÉCHETS RADIOACTIFS	**9 846**	**8 814**

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 Soulaines, 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 Soulaines (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 des 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 était basé 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, 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 en 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 11 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. En septembre 2018, dans la perspective du dépôt de la demande d'autorisation de création de Cigeo en 2019, un groupe d'expert a été mandaté par la DGEC pour faire un état des lieux de la gestion des bitumes selon 3 axes : la connaissance des bitumes et de leur comportement, les procédés de neutralisation, et les dispositions liées à leur stockage.

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 ;
- 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 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).

Le plan de démantèlement préliminaire ainsi que les orientations pour le 4e réexamen périodique (« RP4 ») de Fessenheim ont été transmis à l'ASN en juillet 2018 avec un objectif de dépôt des dossiers de démantèlement et de RP4 mi-2020.

L'APC (Avant-Projet Consolidé) est en cours de finalisation : études d'approfondissement de l'APS (Avant-Projet Sommaire), dérisquage, etc.

Les variations des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2017	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Autres mouvements	31/12/2018
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	11 616	-	(17)	482	399	12 480
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	3 304	52	(121)	270	-	3 505
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES	**14 920**	**52**	**(138)**	**752**	**399**	**15 985**

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 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 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 ont fait 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 1er 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 et en 2018, 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 a 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. Ce scénario 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.

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.

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 ont été confortés. 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.

Le dossier de stratégie, 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. En 2018, l'ASN a fait part de ses principales questions et conclusions sur le dossier de stratégie UNGG. Le démantèlement sous air de l'ensemble des réacteurs, l'intérêt d'un démonstrateur industriel, et le planning du premier réacteur démantelé « tête de série » (Chinon A2) semblent acquis. Les échanges se poursuivent en revanche sur le planning de démantèlement des 5 autres réacteurs. Le planning proposé par EDF permet de disposer d'un retour d'expérience significatif (démantèlement d'un premier réacteur) avant de démarrer les phases les plus conséquentes. Bien que reconnaissant la nécessité de prise en compte d'un retour d'expérience pour la tête de série, l'ASN n'a pas exprimé à ce stade de convergence sur le planning dans son ensemble. EDF a été auditionné le 12 février 2019 par le collège des commissaires de l'ASN afin de présenter l'ensemble des éléments soutenant le calendrier retenu par EDF. Des projets de décision de l'ASN qui seront soumis à consultation du public sont attendus pour 2019.

Compte tenu des facteurs d'incertitude associés aux opérations complexes à engager (en particulier développement de méthodes et technologies nouvelles), les provisions sont fortement sensibles au séquencement des opérations, et au planning global du programme de démantèlement des six réacteurs. Si, *in fine*, l'Entreprise était amenée à modifier les plannings des opérations (raccourcissement du séquencement), ceci serait de nature à entraîner une augmentation du niveau des provisions.

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 2018, de même qu'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 duration aussi proche que possible de la duration 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 duration 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 3,9 % au 31 décembre 2018, prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,5 % (respectivement 4,1 % et 1,5 % au 31 décembre 2017), soit un taux d'actualisation réel de 2,4 % au 31 décembre 2018 (2,6 % au 31 décembre 2017).

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 4,0 % (3,97 % arrondi à 4,0 %) au 31 décembre 2018 (4,1 % au 31 décembre 2017).

Le taux d'actualisation retenu au 31 décembre 2018 est de 3,9 %.

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.

	31/12/2018		31/12/2017	
(en millions d'euros)	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
Gestion du combustible usé	18 737	10 698	19 058	10 786
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	1 194	751	1 203	726
Gestion à long terme des déchets radioactifs	30 970	9 846	29 396	8 814
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	**50 901**	**21 295**	**49 657**	**20 326**
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	20 755	12 480	20 563	11 616
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	6 576	3 505	6 472	3 304
Derniers cœurs	4 346	2 526	4 332	2 387
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	**31 677**	**18 511**	**31 367**	**17 307**

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 2018

(en millions d'euros)	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 %
Aval du cycle nucléaire :					
■ gestion du combustible usé	10 698	(218)	237	185	(202)
■ provisions pour reprise et conditionnement des déchets	751	(23)	25	14	(15)
■ gestion à long terme des déchets radioactifs	9 846	(597)	780	498	(673)
Déconstruction et derniers cœurs :					
■ déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	12 480	(496)	520	7	(7)
■ déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	3 505	(138)	149	138	(149)
■ derniers cœurs	2 526	(88)	94	-	-
TOTAL	**39 806**	**(1 560)**	**1 805**	**842**	**(1 046)**

POUR L'EXERCICE 2017

(en millions d'euros)	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 %
Aval du cycle nucléaire :					
■ gestion du combustible usé	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)**

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 10 908 millions d'euros au 31 décembre 2018 ;
- 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 9 220 millions d'euros au 31 décembre 2018 (8 650 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)	31/12/2017	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversions	Autres Mouvements (1)	31/12/2018
Provisions pour gestion du combustible usé	1 567	12	(218)	97	(12)	18	1 464
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	315	2	-	16	(3)	39	369
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	645	2	-	33	(6)	69	743
Provisions pour aval du cycle nucléaire	**2 527**	**16**	**(218)**	**146**	**(21)**	**126**	**2 576**
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	6 233	-	(24)	322	(57)	280	6 754
Provisions pour derniers cœurs	1 504	-	-	69	(13)	18	1 578
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	**7 737**	**-**	**(24)**	**391**	**(70)**	**298**	**8 332**
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	**10 264**	**16**	**(242)**	**537**	**(91)**	**424**	**10 908**

(1) Les autres mouvements comprennent à hauteur de 404 millions d'euros la variation des passifs nucléaires liée à l'effet de la baisse du taux d'actualisation ayant pour contrepartie une variation de la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF (Nuclear Liabilities Fund) et du gouvernement britannique.

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 1er 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 usé 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 usé 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 usé du groupe EDF Energy (y compris les passifs relatifs à la gestion du combustible usé 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.

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 117 millions d'euros au 31 décembre 2018 ;
- 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 usé 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 usé provenant de la centrale de Sizewell B (de type REP – réacteur à eau pressurisée) est entreposé sur le site de la centrale. Le combustible usé 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 usé, 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.

	31/12/2018		31/12/2017	
(en millions d'euros)	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
Gestion du combustible usé	2 665	1 464	2 829	1 567
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	1 856	369	1 827	315
Gestion à long terme des déchets radioactifs	3 645	743	3 589	645
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	**8 166**	**2 576**	**8 245**	**2 527**

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.

	31/12/2018		31/12/2017	
(en millions d'euros)	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
DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES	**15 741**	**6 637**	**15 520**	**6 111**

Le tableau ci-dessus porte sur les obligations de déconstruction hors montant actualisé des contributions à verser au NLF pour la déconstruction, soit 117 millions d'euros au 31 décembre 2018 (voir note 29.2.1).

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 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).

Le taux d'actualisation réel ainsi déterminé et retenu par EDF Energy au 31 décembre 2018 pour le calcul des passifs nucléaires est de 2,5 % (2,7 % au 31 décembre 2017).

NOTE 30 AUTRES PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION

La répartition par société est la suivante :

(en millions d'euros)	EDF	EDF Energy	Edison	Framatome [1]	Autres [2]	Total
AUTRES PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION AU 31/12/2018 [2]	**658**	**132**	**716**	**350**	**268**	**2 124**
Autres Provisions pour déconstruction au 31/12/2017	**626**	**130**	**692**	**347**	**262**	**2 057**

(1) Dont 78 millions d'euros de provisions concernant des Installations Nucléaires de Base en France.
(2) Dont 46 millions d'euros de provisions concernant des Installations Nucléaires de Base de SOCODEI 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.

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 2018 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)	31/12/2018	31/12/2017
Provisions pour avantages du personnel – part courante	998	1 106
Provisions pour avantages du personnel – part non courante	17 627	20 630
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	**18 625**	**21 736**

31.1.1 Décomposition de la variation du passif net

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Passif net
Soldes au 31/12/2017 (1)	**42 721**	**(21 895)**	**20 826**
Charge nette de l'exercice 2018	1 892	(475)	1 417
Écarts actuariels	(3 898)	746	(3 152)
Cotisations versées aux fonds	-	(331)	(331)
Cotisations salariales	15	(15)	-
Prestations versées	(2 194)	1 131	(1 063)
Écarts de conversion	(53)	61	8
Mouvements de périmètre	-	-	-
Autres variations	(4)	(13)	(17)
SOLDES AU 31/12/2018	**38 479**	**(20 791)**	**17 688**
Dont :			
Provisions pour avantages du personnel			18 625
Actifs financiers non courants			(937)

(1) Le passif net au 31 décembre 2017 était composé de la provision pour avantages du personnel pour 21 736 millions d'euros et d'actifs financiers non courants pour (910) millions d'euros soit un passif net de 20 826 millions d'euros.

Les écarts actuariels sur engagements générés en 2018 s'élèvent à (3 898) millions d'euros, dont (3 323) millions d'euros en France en lien avec la variation du taux d'actualisation (2 174) millions d'euros, la mise à jour de la table de mortalité (462) millions d'euros et la mise à jour de la loi de salaire (491) millions d'euros et (518) millions d'euros au Royaume-Uni, liés essentiellement aux variations de taux d'actualisation et d'inflation (voir note 31.3.6).

Les écarts actuariels sur actifs générés en 2018 s'élèvent à 746 millions d'euros. Ils résultent principalement d'une évolution au Royaume-Uni de 463 millions d'euros et en France de 259 millions d'euros, due à la mauvaise tenue des marchés actions.

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.

31.1.2 Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

(en millions d'euros)	2018	2017
Coût des services rendus	(1 018)	(1 010)
Coût des services passés	(19)	-
Écarts actuariels – avantages à long terme	20	(67)
Charges nettes en résultat d'exploitation	**(1 017)**	**(1 077)**
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(875)	(884)
Produit sur les actifs de couverture	475	470
Charge d'intérêt nette en résultat financier	**(400)**	**(414)**
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	**(1 417)**	**(1 491)**
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	3 898	400
Écarts actuariels sur actifs de couverture	(746)	721
Écarts actuariels	**3 152**	**1 121**
Écarts de conversion	**(8)**	**(17)**
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISES DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	**3 144**	**1 104**

31.1.3 Répartition géographique du passif net

(en millions d'euros)	France [1]	Royaume-Uni	Autres	Total
Engagements au 31/12/2017	**32 701**	**8 956**	**1 064**	**42 721**
Charge nette de l'exercice 2018	1 342	505	45	1 892
Écarts actuariels	(3 323)	(518)	(57)	(3 898)
Cotisations salariales	-	15	-	15
Prestations versées	(1 519)	(644)	(31)	(2 194)
Écarts de conversion	-	(66)	13	(53)
Mouvements de périmètre	-	-	-	-
Autres variations	-	-	(4)	(4)
ENGAGEMENTS AU 31/12/2018	**29 201**	**8 248**	**1 030**	**38 479**
Juste valeur des actifs de couverture	(11 165)	(9 039)	(587)	(20 791)
PASSIF NET AU 31/12/2018 AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL	**18 036**	**(791)**	**443**	**17 688**
Dont :				
Provisions pour avantages du personnel	18 036	146	443	18 625
Actifs financiers non courants [2]		(937)		(937)

(1) La France regroupe ici les deux secteurs opérationnels « France – Activités de production et commercialisation » et « France – Activités régulées » (voir note 31.2).
(2) Au 31 décembre 2018, 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 31/12/2017	**32 701**	**8 956**	**1 064**	**42 721**
Juste valeur des actifs de couverture	(11 621)	(9 684)	(588)	(21 895)
Provisions 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	-	(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).

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 31/12/2017	**32 701**	**(11 621)**	**21 080**
Charge nette de l'exercice 2018	1 342	(221)	1 121
Écarts actuariels	(3 323)	259	(3 064)
Cotisations versées aux fonds	-	(44)	(44)
Prestations versées	(1 519)	462	(1 057)
SOLDES AU 31/12/2018	**29 201**	**(11 165)**	**18 036**

31.2.2 Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

(en millions d'euros)	2018	2017
Coût des services rendus	(732)	(725)
Coût des services passés	-	-
Écarts actuariels – autres avantages à long terme	17	(68)
Charges nettes en résultat d'exploitation	**(715)**	**(793)**
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(627)	(634)
Produit sur les actifs de couverture	221	220
Charge d'intérêt nette en résultat financier	**(406)**	**(414)**
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	**(1 121)**	**(1 207)**
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	3 323	598
Écarts actuariels sur actifs de couverture	(259)	161
Écarts actuariels	**3 064**	**759**
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISES DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	**3 064**	**759**

Les écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	2018	2017
Variation liée aux écarts d'expérience	(90)	462
Variation liée aux écarts d'hypothèses démographiques	462	-
Variation liée aux écarts d'hypothèses financières [1]	2 968	68
ÉCARTS ACTUARIELS SUR ENGAGEMENTS	**3 340**	**530**
Dont :		
Écarts actuariels sur avantages postérieurs à l'emploi	3 323	598
Écarts actuariels sur autres avantages à long terme	17	(68)

(1) Les hypothèses financières correspondent notamment au taux d'actualisation, au taux d'inflation et au taux d'augmentation des salaires.

Les écarts actuariels sur engagements générés en 2018 s'élèvent à 3 340 millions d'euros et sont principalement liés aux variations de taux d'actualisation, du taux d'augmentation des salaires et à la mise à jour de la table de mortalité (voir note 31.2.7).

Les écarts actuariels sur engagements générés en 2017 s'élèvent à 530 millions d'euros et sont principalement liés à des écarts d'expérience.

31.2.3 Répartition par nature des provisions pour avantages du personnel

AU 31 DÉCEMBRE 2018

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Provisions au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2018	**27 798**	**(11 165)**	**16 633**
Dont :			
Retraites	21 514	(10 416)	11 098
Avantage en nature énergie	4 233	-	4 233
Indemnités de fin de carrière	822	(734)	88
Autres	1 229	(15)	1 214
Provisions pour autres avantages à long terme au 31/12/2018	**1 403**		**1 403**
Dont :			
Rentes ATMP et Invalidité	1 177	-	1 177
Médailles du travail	197	-	197
Autres	29	-	29
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL AU 31/12/2018	**29 201**	**(11 165)**	**18 036**

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**

31.2.4 Répartition des engagements par typologie de bénéficiaires

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
Participants en activité	16 009	18 577
Retraités	13 192	14 124
TOTAL ENGAGEMENTS	**29 201**	**32 701**

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 11 165 millions d'euros au 31 décembre 2018 (11 621 millions d'euros au 31 décembre 2017) et sont affectés à la couverture des indemnités de fin de carrière et aux droits spécifiques du régime spécial de retraite.

Ils sont constitués de contrats d'assurance ayant le profil de risque suivant :

- 73 % dans une poche d'adossement visant à répliquer les variations des engagements provoquées par une variation des taux, composée d'obligations ;
- 27 % dans une poche d'actifs de croissance, composée d'actions internationales.

Les actifs de couverture se décomposent au sein des contrats de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
ACTIFS DE COUVERTURE	**11 165**	**11 621**
Actifs pour régime spécial de retraite	**10 416**	**10 859**
Dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	27 %	31 %
Instruments de créances cotés (obligations)	73 %	69 %
Actifs pour indemnités de fin de carrière	**734**	**747**
Dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	27 %	32 %
Instruments de créances cotés (obligations)	73 %	68 %
Autres actifs de couverture	**15**	**15**

Au 31 décembre 2018, les actions détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 58 % du total en actions de sociétés nord-américaines ;
- environ 18 % 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 2017.

Au 31 décembre 2018, les obligations détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 93 % du total en obligations notées AAA et AA ;
- environ 7 % du total en obligations notées A, BBB et autres.

Les obligations sont constituées à hauteur d'environ 89 % 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 2017.

La performance des actifs de couverture des retraites en France est de – 0,4 % en 2018.

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	1 446	1 430
De un à cinq ans	5 202	4 850
De cinq à dix ans	5 175	4 316
À plus de dix ans	39 379	18 605
FLUX DE TRÉSORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS	**51 202**	**29 201**

Au 31 décembre 2018, la duration moyenne des engagements pour avantages du personnel en France s'établit à 17,8 ans.

31.2.7 Hypothèses actuarielles

(en %)	31/12/2018	31/12/2017
Taux d'actualisation/taux de rendement des actifs [1]	2,30 %	1,90 %
Taux d'inflation	1,50 %	1,50 %
Taux d'augmentation des salaires [2]	2,60 %	2,70 %

(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) Taux moyen inflation incluse et pour une projection de carrière complète.

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 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 depuis 2017 du panel sur ces durations.

L'évolution au 31 décembre 2018 des paramètres économiques et de marchés utilisés a conduit le Groupe à fixer le taux d'actualisation à 2,30 % au 31 décembre 2018 (1,90 % au 31 décembre 2017).

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 2018 correspond à un taux moyen de 1,50 % (identique à celui retenu au 31 décembre 2017).

La loi de mortalité, utilisée pour le calcul des engagements, est corrigée des spécificités liées au régime des IEG ; elle a fait l'objet en 2018 d'une actualisation par l'utilisation de la table générationnelle INSEE 2013-2070 en lieu et place de la table INSEE 2007-2060.

31.2.8 Analyses de sensibilité

Les analyses de sensibilité sur le montant des engagements sont les suivantes :

(en %)	31/12/2018
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'actualisation	- 4,3 % / + 4,7 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'inflation	+ 4,4 % / - 4,1 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'augmentation des salaires	+ 3,8 % / - 3,5 %

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 31/12/2017	**8 956**	**(9 684)**	**(728)**
Charge nette de l'exercice 2018	505	(248)	257
Écarts actuariels	(518)	463	(55)
Cotisations versées aux fonds	-	(271)	(271)
Cotisations salariales	15	(15)	-
Prestations versées	(644)	644	-
Écarts de conversion	(66)	72	6
SOLDES AU 31/12/2018	**8 248**	**(9 039)**	**(791)**
Dont :	-	-	-
Provisions pour avantages du personnel	-	-	146
Actifs financiers non courants	-	-	(937)

Au 31 décembre 2018, 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 937 millions d'euros contre 910 millions d'euros au 31 décembre 2017.

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 ».

Le 26 octobre 2018, dans l'affaire opposant la Lloyds Banking Group Pensions Trustees Limited à la Lloyds Bank plc, la Haute Cour de Justice du Royaume Uni a rendu un arrêt exigeant l'égalité de pension minimale garantie entre les hommes et les femmes pour les droits acquis entre mai 1990 et avril 1997. L'application de cette décision aux régimes de retraite d'EDF Energy (BEGG et EEGSG), a eu pour conséquence une augmentation des provisions pour avantage du personnel de 15 millions d'euros sur l'exercice 2018 en contrepartie des autres produits et charges d'exploitation.

31.3.2 Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

(en millions d'euros)	2018	2017
Coût des services rendus	(258)	(267)
Coût des services passés	(15)	-
Écarts actuariels – autres avantages à long terme	-	-
Charges nettes en résultat d'exploitation	**(273)**	**(267)**
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(232)	(244)
Produit sur les actifs de couverture	248	249
Charge d'intérêt nette en résultat financier	**16**	**5**
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	**(257)**	**(262)**
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	518	(194)
Écarts actuariels sur autres actifs de couverture	(463)	558
Écarts actuariels	**55**	**364**
Écarts de conversion	**(6)**	**(17)**
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISES DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	**49**	**347**

31.3.3 Répartition des engagements par typologie de bénéficiaires

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
Participants en activité	4 948	5 412
Retraités	3 300	3 544
TOTAL ENGAGEMENTS	**8 248**	**8 956**

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 9 039 millions d'euros au 31 décembre 2018 (9 684 millions d'euros au 31 décembre 2017).

La stratégie d'investissement mise en œuvre dans ces fonds est une stratégie d'adossement du passif – *Liability Driven Investments*. La répartition entre actifs de croissance et actifs d'adossement 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)	31/12/2018	31/12/2017
Actifs pour plan de retraite BEGG	6 963	7 597
Actifs pour plan de retraite EEGSG	1 267	1 283
Actifs pour plan de retraite EEPS	809	804
ACTIFS DE COUVERTURE	**9 039**	**9 684**
Dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	9 %	27 %
Instruments de créances cotés (obligations)	61 %	50 %
Biens immobiliers	8 %	7 %
Trésorerie et équivalent de trésorerie	3 %	1 %
Autres	19 %	15 %

Au 31 décembre 2018, les actions détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 40 % du total en actions de sociétés nord-américaines ;
- environ 37 % du total en actions de sociétés européennes ;
- environ 23 % du total en actions de sociétés de la zone Asie-Pacifique et des pays émergents.

Au 31 décembre 2018, les obligations détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 64 % du total en obligations notées AAA et AA ;
- environ 36 % du total en obligations notées A, BBB et autres.

Les obligations sont constituées à hauteur d'environ 61 % 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 2 points de pourcentage par rapport au 31 décembre 2017.

31.3.5 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	253	250
De un à cinq ans	1 030	975
De cinq à dix ans	1 460	1 241
À plus de dix ans	13 179	5 782
FLUX DE TRÉSORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS	**15 922**	**8 248**

Par ailleurs, la contribution aux plans est estimée à environ 282 millions d'euros pour l'exercice 2019 (267 millions d'euros employeur et 15 millions d'euros employés).

La duration moyenne pondérée des plans du Royaume-Uni est de 19,6 ans au 31 décembre 2018.

31.3.6 Hypothèses actuarielles

(en %)	31/12/2018	31/12/2017
Taux d'actualisation/taux de rendement des actifs [1]	2,86 %	2,56 %
Taux d'inflation	2,99 %	3,00 %
Taux d'augmentation des salaires	2,39 %	2,40 %

(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 duration, 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 :

(en %)	31/12/2018
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'actualisation	- 4,7 % / + 4,9 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'inflation	+ 3,5 % / - 3,3 %
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 %

NOTE 32 AUTRES PROVISIONS

Les variations des autres provisions se répartissent comme suit :

			Diminutions				
(en millions d'euros)	31/12/2017	Augmentations	Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2018
Provisions pour risques liés aux filiales et participations	913	184	(38)	(1)	-	(124)	934
Provisions pour risques fiscaux	573	36	(126)	(43)	-	8	448
Provisions pour litiges	589	43	(34)	(40)	-	4	562
Provisions pour contrats onéreux [1]	273	923	(94)	(47)	-	153	1 208
Provisions liées aux dispositifs environnementaux [2]	901	1 448	(1 200)	(3)	-	(9)	1 137
Autres provisions pour risques et charges [3]	1 636	730	(459)	(183)	4	(5)	1 723
TOTAL	**4 885**	**3 364**	**(1 951)**	**(317)**	**4**	**27**	**6 012**

(1) L'augmentation des provisions pour contrats onéreux provient principalement du contrat long terme avec Dunkerque LNG (voir note 3.3).
(2) 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).
(3) Ces provisions couvrent divers risques et charges liés à l'exploitation (abondements sur intéressement, restructurations, obligations contractuelles d'entretien,…). Aucune provision n'est individuellement significative.

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)	31/12/2018	31/12/2017
Contre-valeur des biens [1]	49 327	47 813
Financement concessionnaire non amorti	(25 669)	(24 172)
Droits sur biens existants – valeurs nettes	**23 658**	**23 641**
Amortissement du financement du concédant	13 792	13 149
Provisions pour renouvellement	9 474	9 533
Droits sur biens à renouveler	**23 266**	**22 682**
PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	**46 924**	**46 323**

(1) Incluant les participations reçues sur le financement d'immobilisations en concessions pour 131 millions d'euros (144 millions d'euros en 2017).

NOTE 34 FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHÉS

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
Dettes fournisseurs et comptes rattachés hors EDF Trading	11 177	10 738
Dettes fournisseurs et comptes rattachés d'EDF Trading	2 244	3 256
DETTES FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHES	**13 421**	**13 994**

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)	31/12/2018	31/12/2017 retraité (1)
Avances et acomptes reçus	1 920	1 819
Fournisseurs d'immobilisations	3 757	3 711
Dettes fiscales	4 624	4 672
Dettes sociales	4 388	4 171
Produits constatés d'avances sur contrats long terme	3 413	3 606
Autres produits constatés d'avance	609	499
Autres dettes	2 198	2 436
AUTRES CRÉDITEURS	**20 908**	**20 914**
dont part non courante	4 896	4 864
dont part courante	16 012	16 050

(1) Les comptes consolidés du 31 décembre 2017 ont été retraités de la norme IFRS 15 (voir note 2.1.3.2).

35.1 AVANCES ET ACOMPTES REÇUS

Les avances et acomptes reçus comprennent les paiements faits par les clients des contrats long terme de Framatome pour 679 millions d'euros (738 millions d'euros au 31 décembre 2017).

35.2 DETTES FISCALES

Au 31 décembre 2018, les dettes fiscales incluent notamment un montant de 659 millions d'euros au titre de la CSPE à collecter sur l'énergie livrée non facturée minorée de la CSPE collectée sur avances versées par les clients mensualisés (711 millions d'euros au 31 décembre 2017).

35.3 PRODUITS CONSTATÉS D'AVANCE SUR CONTRATS LONG TERME

Au 31 décembre 2018, 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 1 663 millions d'euros (1 711 millions d'euros au 31 décembre 2017).

Les produits constatés d'avance sur contrats long terme intègrent également l'avance de 1,7 milliard d'euros versée en 2010 au groupe EDF dans le cadre du contrat avec le consortium Exeltium. Cette avance est reprise au compte de résultat linéairement sur la durée du contrat (24 ans).

35.4 AUTRES DETTES

Les autres dettes incluent des subventions d'investissements reçues sur l'année 2018 pour 351 millions d'euros (348 millions d'euros sur l'année 2017).

35.5 INFORMATION SUR LES PASSIFS SUR CONTRATS

Les passifs sur contrat représentent les obligations de l'entité de fournir à ses clients des biens ou services pour lesquels elle a déjà reçu un règlement ou que celui-ci est exigible.

Ils sont constitués de la quasi-totalité des avances et acomptes reçus pour 1 858 millions d'euros (principalement pour les segments Framatome, Royaume-Uni et France – Activités régulées) et de la quasi-totalité des produits constatés d'avance (contrats long terme et autres) pour 3 990 millions d'euros (principalement pour le segment France – Activités de production et de commercialisation), soit un total de 5 848 millions d'euros au 31 décembre 2018 (contre 5 876 millions d'euros au 31 décembre 2017).

Les contrats à plus d'un an dont les obligations sont non remplies ou partiellement remplies à la date de clôture devraient générer un chiffre d'affaires restant à comptabiliser, d'environ 12 852 millions d'euros. Il sera reconnu jusqu'en 2034 pour le contrat Exeltium pour un montant de 1 400 millions d'euros, et, pour le solde, jusqu'à la fin d'exploitation de chaque centrale pour les centrales en participation, et sur la durée des contrats pour les autres contrats de ventes fermes hors énergie.

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 :

	31/12/2018			31/12/2017		
(en millions d'euros)	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Titres en juste valeur en OCI recyclable	17 659	5 279	22 938	-	-	-
Titres en juste valeur en OCI non recyclable	6	407	413	-	-	-
Titres en juste valeur en résultat	3 175	16 985	20 160	-	-	-
Actifs financiers disponibles à la vente	-	-	-	19 312	21 612	40 924
Titres de dettes ou de capitaux propres	***20 840***	***22 671***	***43 511***	***19 312***	***21 612***	***40 924***
Dérivés de transaction – Juste valeur positive en résultat	6 404	-	6 404	2 614	-	2 614
Dérivés de couverture – Juste valeur positive en résultat	1 646	2 737	4 383	837	2 743	3 580
Prêts et créances financières [1]	2 253	11 696	13 949	2 190	12 432	14 622
ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS	**31 143**	**37 104**	**68 247**	**24 953**	**36 787**	**61 740**

(1) Dont dépréciation pour (281) millions d'euros au 31 décembre 2018 ((189) millions d'euros au 31 décembre 2017).

36.2 TITRES DE DETTES ET DE CAPITAUX PROPRES

La répartition des titres de dettes ou de capitaux propres se présente comme suit :

			31/12/2018		31/12/2017
	Juste valeur par OCI recyclable	Juste valeur par OCI non recyclable	Juste valeur par résultat	Total	Juste valeur par OCI recyclable
(en millions d'euros)		(IFRS 9)			(IAS 39)
Titres de dettes ou de capitaux propres					
Actifs dédiés d'EDF	5 292	-	16 528	21 820	20 848
Actifs liquides	17 575	-	2 963	20 538	18 963
Autres actifs [1]	71	413	669	1 153	1 113
TOTAL	**22 938**	**413**	**20 160**	**43 511**	**40 924**

(1) Participations détenues dans des entreprises non consolidées, principalement d'EDF Invest.

Des informations relatives aux actifs dédiés d'EDF sont présentées en note 45.

Les variations de juste valeur des titres de dettes ou de capitaux propres enregistrées en capitaux propres part du Groupe sur la période s'analysent comme suit :

	2018 (IFRS 9)			2017 (IAS 39)	
(en millions d'euros)	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI non recyclable [1]	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI recyclable [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	-	(72)	(12)	807	673
Actifs liquides	-	(43)	12	22	34
Autres titres	(37)	-	-	(5)	10
TITRES DE DETTES ET DE CAPITAUX PROPRES [3]	**(37)**	**(115)**	**-**	**824**	**717**

(1) +/( ) : augmentation/(diminution) des capitaux propres – part du Groupe.
(2) +/( ) : augmentation/(diminution) du résultat – part du Groupe.
(3) Hors co-entreprises et entreprises associées.

Les variations brutes de juste valeur reconnues en OCI recyclable sur l'exercice 2018 concernent principalement EDF pour (115) millions d'euros dont (60) millions d'euros au titre des actifs dédiés.

Les variations brutes de juste valeur sur l'exercice 2017 concernent principalement EDF pour 107 millions d'euros dont 134 millions d'euros au titre des actifs dédiés.

Aucune perte de valeur significative n'a par ailleurs été enregistrée sur l'exercice 2018.

36.2.1 Actifs dédiés

Les placements diversifiés obligataires et les actions portés par les actifs dédiés d'EDF sont comptabilisés en « titres de dettes ou de capitaux propres ». La politique générale de gestion des actifs dédiés est présentée en note 45.

36.2.2 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 2 863 millions d'euros au 31 décembre 2018 (2 646 millions d'euros au 31 décembre 2017).

36.3 PRÊTS ET CRÉANCES FINANCIÈRES

Les prêts et créances financières sont composés comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
Prêts et créances financières – Actifs à recevoir du NLF	9 220	8 650
Prêts et créances financières – CSPE [1]	2 060	3 294
Autres prêts et créances financières	2 669	2 678
PRÊTS ET CRÉANCES FINANCIÈRES	**13 949**	**14 622**

(1) Dont 2 060 millions d'euros affectés aux actifs dédiés au 31 décembre 2018 (3 294 millions d'euros au 31 décembre 2017).

Au 31 décembre 2018, 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 9 220 millions d'euros au 31 décembre 2018 (8 650 millions d'euros au 31 décembre 2017), 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 2017 et des coûts de portage associés. Les remboursements reçus au cours de l'exercice 2018 s'élèvent à 1 281 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. Cette créance CSPE est entièrement affectée aux actifs dédiés.

36.4 VARIATION DES ACTIFS FINANCIERS HORS DÉRIVÉS

La variation des actifs financiers s'analyse comme suit :

36.4.1 Au 31 décembre 2018

(en millions d'euros)	31/12/2017 retraité	Changement de méthode	Augmentations nettes	Variations de juste valeur	Effet de l'actualisation	Mouvements de périmètre	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2018
Actifs disponibles à la vente	40 924	(40 924)	-	-	-	-	-	-	-
Titres en juste valeur en OCI recyclable	-	20 828	2 060	(102)	-	-	112	40	22 938
Titres en juste valeur en OCI non recyclable	-	444	(9)	(37)	-	7	-	8	413
Titres en juste valeur en résultat	-	19 652	1 489	(847)	-	(6)	-	(128)	20 160
Prêts et créances financières	14 622	-	(1 362)	-	460	(34)	(96)	359	13 949

Les diminutions nettes relatives aux prêts et créances financières incluent à hauteur de (1 234) millions d'euros la variation de la créance CSPE.

Les autres mouvements relatifs aux prêts et créances financières correspondent à la variation de la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF et du gouvernement britannique au titre de la couverture des obligations nucléaires de long terme pour 404 millions d'euros et à la variation de l'actif financier relatif au surplus de financement des plans de retraite EEGSG et BEGG d'EDF Energy (937 millions d'euros au 31 décembre 2018 contre 916 millions d'euros au 31 décembre 2017).

36.4.2 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 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

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.

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
Disponibilités	2 855	3 328
Équivalents de trésorerie [(1)]	435	364
Comptes courants financiers	-	-
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	**3 290**	**3 692**

(1) Dont part à la juste valeur pour 435 millions d'euros au 31 décembre 2018 (364 millions d'euros au 31 décembre 2017).

Restrictions de trésorerie

Ce poste comprend un montant de disponibilités soumises à restrictions de 235 millions d'euros au 31 décembre 2018 (298 millions d'euros au 31 décembre 2017) (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 :

	31/12/2018			31/12/2017		
(en millions d'euros)	**Non courant**	**Courant**	**Total**	**Non courant**	**Courant**	**Total**
Emprunts et dettes financières	50 901	8 287	59 188	49 734	7 112	56 846
Juste valeur négative des dérivés de transaction	-	7 160	7 160	-	2 787	2 787
Juste valeur négative des dérivés de couverture	1 228	1 720	2 948	1 631	1 243	2 874
PASSIFS FINANCIERS	**52 129**	**17 167**	**69 296**	**51 365**	**11 142**	**62 507**

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 31/12/2017	**47 325**	**3 094**	**4 725**	**368**	**1 334**	**56 846**
Augmentations	4 259	1 269	183	-	179	5 890
Diminutions	(1 621)	(265)	(989)	(55)	(154)	(3 084)
Écarts de conversion	(47)	(28)	48	-	1	(26)
Mouvements de périmètre	(49)	(976)	(41)	7	(11)	(1 070)
Variations de juste valeur	534	-	161	2	-	697
Autres mouvements	-	4	(61)	2	(10)	(65)
SOLDES AU 31/12/2018	**50 401**	**3 098**	**4 026**	**324**	**1 339**	**59 188**

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 86 millions d'euros.

Les emprunts et dettes financières des principales entités du Groupe sont les suivants :

(en millions d'euros)	**31/12/2018**	**31/12/2017**
EDF et autres filiales liées [1]	48 650	44 367
EDF Energy [2]	3 345	6 118
EDF Renouvelables	5 741	5 276
Edison [3]	549	241
Autres entités	903	844
TOTAL EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	**59 188**	**56 846**

(1) Enedis, EDF PEI, EDF International, EDF Holding SAS, C3 et EDF Investissements Groupe.
(2) Y compris les holdings.
(3) Edison hors TdE SpA.

Au 31 décembre 2018, aucune de ces entités n'a fait l'objet d'un cas de défaut au titre de l'un de ses emprunts.

Au 31 décembre 2018, les principaux emprunts du Groupe sont les suivants :

Type d'emprunt *(en millions de devises)*	Entité	Date d'émission [1]	Échéance	Montant de l'émission	Devise	Taux
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 (*green bond*)	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 (*green bond*)	EDF	10/2015	10/2025	1 250	USD	3,63 %
Euro MTN	EDF	11/2010	11/2025	750	EUR	4,00 %
Euro MTN (*green bond*)	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 %
Obligataire	EDF	09/2018	09/2028	1 800	USD	4,50 %
Euro MTN	EDF	04/2010	04/2030	1 500	EUR	4,63 %
Euro MTN	EDF	10/2018	10/2030	1 000	EUR	2,00 %
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	09/2018	09/2038	650	USD	4,88 %
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 %
Obligataire	EDF	09/2018	09/2048	1 300	USD	5,00 %
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.

Les 19 et 25 septembre 2018, EDF a levé respectivement 3,75 milliards de dollars américains, à travers une obligation senior multitranches en dollars et 1 milliard d'euros *via* une émission obligataire senior (voir note 3.4).

Au 31 décembre 2018, 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 2018

(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	3 316	464	3 382	45	1 080	8 287
Entre un et cinq ans	11 908	650	81	111	39	12 789
À plus de cinq ans	35 177	1 984	563	168	220	38 112
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES AU 31/12/2018	**50 401**	**3 098**	**4 026**	**324**	**1 339**	**59 188**

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**

38.2.3 Ventilation des emprunts et dettes financières par devise

	31/12/2018			31/12/2017		
(en millions d'euros)	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)	26 783	21 438	48 221	27 609	18 454	46 063
Emprunts libellés en dollar américain (USD)	20 546	(17 564)	2 982	17 224	(14 752)	2 472
Emprunts libellés en livre britannique (GBP)	9 250	(2 414)	6 836	9 495	(2 331)	7 164
Emprunts libellés dans d'autres devises	2 609	(1 460)	1 149	2 518	(1 371)	1 147
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	**59 188**	**-**	**59 188**	**56 846**	**-**	**56 846**

(1) Couverture de dettes et de situations nettes des filiales étrangères.

38.2.4 Ventilation des emprunts et dettes financières par taux

	31/12/2018			31/12/2017		
(en millions d'euros)	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	55 810	(21 949)	33 861	52 900	(21 469)	31 431
Emprunts à taux variable	3 378	21 949	25 327	3 946	21 469	25 415
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	**59 188**	**-**	**59 188**	**56 846**	**-**	**56 846**

La répartition des emprunts par nature de taux intègre l'effet des instruments dérivés qualifiés de couverture selon la norme IFRS 9.

Une part importante des emprunts à taux fixe du groupe EDF est variabilisée au moyen de *swaps* de taux.

38.2.5 Lignes de crédit

Le Groupe dispose de lignes de crédit non utilisées auprès de différentes banques pour un montant global de 11 393 millions d'euros au 31 décembre 2018 (11 943 millions d'euros au 31 décembre 2017). Ces montants incluent un crédit syndiqué de 4 milliards d'euros, qui a été modifié et renouvelé le 14 décembre 2018 (voir note 3.7).

					31/12/2018	31/12/2017
		Échéances				
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	
LIGNES DE CRÉDIT CONFIRMÉES	**11 393**	**3 166**	**8 142**	**85**	**11 943**	

38.2.6 Clauses de remboursement anticipé des emprunts

Les emprunts souscrits par EDF Renouvelables 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 qualifiées 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 2018 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.

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2018	31/12/2017
Emprunts et dettes financières	38.2.1	59 188	56 846
Dérivés de couvertures des dettes	41	(1 972)	(1 176)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	37	(3 290)	(3 692)
Titres de dettes et de capitaux propres – Actifs liquides	36.2.2	(20 538)	(18 963)
Endettement financier net des actifs destinés à être cédés		-	-
ENDETTEMENT FINANCIER NET		**33 388**	**33 015**

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 2018

(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]	6 404	6 404	569	5 497	338
Titres de dettes ou de capitaux propres	43 511	43 511	2 442	40 470	599
Juste valeur positive des dérivés de couverture	4 383	4 383	68	4 315	-
Équivalents de trésorerie – part à la juste valeur	435	435	181	254	-
INSTRUMENTS FINANCIERS ACTIFS À LA JUSTE VALEUR AU BILAN	**54 733**	**54 733**	**3 260**	**50 536**	**937**
Prêts et créances financières – Actifs à recevoir du NLF	9 220	9 220	-	9 220	-
Prêts et créances financières – CSPE	2 060	2 080	-	2 080	-
Autres prêts et créances financières	2 669	2 669	-	2 669	-
INSTRUMENTS FINANCIERS ACTIFS ÉVALUÉS AU COÛT AMORTI	**13 949**	**13 969**	**-**	**13 969**	**-**
Juste valeur négative des dérivés de couverture	2 948	2 948	96	2 852	-
Juste valeur négative des dérivés de transaction	7 160	7 160	554	6 274	332
INSTRUMENTS FINANCIERS PASSIFS À LA JUSTE VALEUR AU BILAN	**10 108**	**10 108**	**650**	**9 126**	**332**
Emprunts et dettes financières [2]	59 188	63 772	-	63 772	-
INSTRUMENTS FINANCIERS PASSIFS ÉVALUÉS AU COÛT AMORTI	**59 188**	**63 772**	**-**	**63 772**	**-**

(1) Dont juste valeur positive des dérivés de transaction pour 6 404 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 titres de dettes ou de capitaux propres en niveau 3 correspondent principalement à des titres non consolidés.

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 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
Titres de dettes ou de capitaux propres	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.

39.2 COMPENSATION D'ACTIFS ET DE PASSIFS FINANCIERS

39.2.1 Au 31 décembre 2018

			Solde avec compensation selon IAS 32			Montants faisant l'objet d'un accord de compensation global mais non compensés selon IAS 32		
(en millions d'euros)	Solde au bilan	Solde sans compensation	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	10 787	218	16 481	(5 912)	10 569	(1 711)	(960)	7 898
Juste valeur des dérivés – passif	(10 108)	(848)	(15 172)	5 912	(9 260)	1 711	959	(6 590)

39.2.2 Au 31 décembre 2017

			Solde avec compensation selon IAS 32			Montants faisant l'objet d'un accord de compensation global mais non compensés selon IAS 32		
(en millions d'euros)	Solde au bilan	Solde sans compensation	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)

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 CO_2, 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 46 ;
- 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 46 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.

NOTE 41 INSTRUMENTS DÉRIVÉS ET COMPTABILITÉ DE COUVERTURE

La comptabilité de couverture est appliquée en conformité avec les principes de la norme IFRS 9 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	31/12/2018	31/12/2017
Juste valeur positive des dérivés de couverture	36.1	4 383	3 580
Juste valeur négative des dérivés de couverture	38.1	(2 948)	(2 874)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		**1 435**	**706**
Instruments dérivés de couverture de taux	41.4.1	1 550	1 689
Instruments dérivés de couverture de change	41.4.2	582	(606)
Contrats de matières premières qualifiés de couverture de flux de trésorerie	41.4.3	(645)	(411)
Couvertures de juste valeur liées aux matières premières	41.5	(52)	34

La juste valeur des dérivés de couverture se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2018	31/12/2017
Juste valeur des dérivés de couverture de dettes	38.3	1 972	1 176
Juste valeur des dérivés de couverture de situation nette à l'étranger		106	90
Juste valeur des autres dérivés de couverture (matières premières)		(643)	(560)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		**1 435**	**706**

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 2018, la partie inefficace de la couverture de juste valeur représente une perte de (3) millions d'euros incluse dans le résultat financier (gain de 37 millions d'euros en 2017).

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.

En 2018, la partie inefficace de la couverture de flux de trésorerie représente un gain de 5 millions d'euros inclus dans le résultat financier (montant nul en 2017).

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 :

	2018			2017		
(en millions d'euros)	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
Couverture de taux	(73)	-	1	31	-	-
Couverture de change	890	443	(5)	(1 588)	(1 331)	(3)
Couverture d'investissement net à l'étranger	(85)	-	-	518	(120)	-
Couverture de matières premières	(1 043)	(788)	(9)	(613)	(1 714)	5
INSTRUMENTS FINANCIERS DE COUVERTURE [3]	**(311)**	**(345)**	**(13)**	**(1 652)**	**(3 165)**	**2**

(1) +/ ( ) : augmentation/(diminution) des capitaux propres part du Groupe.
(2) +/ ( ) : augmentation/(diminution) du résultat part du Groupe.
(3) Hors entreprises associées et co-entreprises.

41.4.1 Dérivés de couverture de taux

Les dérivés de couverture de taux s'analysent comme suit :

	Notionnel au 31/12/2018				Notionnel au 31/12/2017	Juste valeur	
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	Total	31/12/2018	31/12/2017
Payeur fixe/receveur variable	118	815	235	1 168	1 148	(75)	(75)
Payeur variable/receveur fixe	-	5 634	17 509	23 143	22 740	1 619	1 928
Variable/variable	-	1 415	1 616	3 031	1 252	56	(9)
Fixe/fixe	4 901	1 654	7 498	14 053	10 062	(50)	(155)
***Swaps* de taux**	**5 019**	**9 518**	**26 858**	**41 395**	**35 202**	**1 550**	**1 689**
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE TAUX	**5 019**	**9 518**	**26 858**	**41 395**	**35 202**	**1 550**	**1 689**

La juste valeur des *cross currency swaps* taux/change ne prend en compte que l'effet 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).

Une part importante des emprunts à taux fixe du groupe EDF est variabilisée au moyen de *swaps* de taux.

41.4.2 Dérivés de couverture de change

Les éléments constitutifs des dérivés de couverture de change sont les suivants :

AU 31 DÉCEMBRE 2018

	Notionnel à recevoir au 31/12/2018				Notionnel à livrer au 31/12/2018				Juste valeur
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2018
Change à terme	1 550	393	-	1 943	1 540	387	-	1 927	17
Swaps	17 085	9 543	16 884	43 512	16 791	9 163	16 785	42 739	565
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	**18 635**	**9 936**	**16 884**	**45 455**	**18 331**	**9 550**	**16 785**	**44 666**	**582**

AU 31 DÉCEMBRE 2017

	Notionnel à recevoir au 31/12/2017				Notionnel à livrer au 31/12/2017				Juste valeur
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2017
Change à terme	2 478	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)**

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).

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)	31/12/2018	31/12/2017
Contrats de couverture d'électricité	(629)	(916)
Contrats de couverture de gaz	(231)	69
Contrats de couverture de charbon	(107)	36
Contrats de couverture des produits pétroliers	(446)	149
Contrats de couverture de droits d'émission CO_2	370	49
VARIATIONS DE JUSTE VALEUR AVANT IMPÔTS	**(1 043)**	**(613)**

Le montant transféré en résultat, au titre des contrats de matières premières dénoués pendant l'exercice, est constitué majoritairement de :

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
Contrats de couverture d'électricité	(388)	(1 744)
Contrats de couverture de gaz	(280)	50
Contrats de couverture de charbon	(109)	31
Contrats de couverture des produits pétroliers	(194)	(66)
Contrats de couverture de droits d'émission CO_2	183	15
MONTANTS TRANSFÉRÉS EN RÉSULTAT AVANT IMPÔTS	**(788)**	**(1 714)**

Les couvertures de flux de trésorerie liées aux matières premières s'analysent comme suit :

		31/12/2018					31/12/2017	
		Notionnels nets						
(en millions d'euros)	Unités de mesure	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
Swaps		(4)		-	(4)	50	2	58
Forwards/futures		(4)	(47)	-	(51)	(859)	(72)	(688)
Électricité	**Térawattheures**	**(8)**	**(47)**	**-**	**(55)**	**(809)**	**(70)**	**(630)**
Swaps		(205)	15	-	(190)	9	(233)	(16)
Forwards/futures		1 049	455	-	1 504	25	1 451	65
Gaz	**Millions de therms**	**844**	**470**	**-**	**1 314**	**34**	**1 218**	**49**
Swaps		4 180	6 222	-	10 402	(53)	14 175	109
Options		180	-	-	180	-	379	2
Produits pétroliers	**Milliers de barils**	**4 360**	**6 222**	**-**	**10 582**	**(53)**	**14 554**	**111**
Swaps		-	-	-	-	-	-	40
Charbon	**Millions de tonnes**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**40**
Swaps		-	-	-	-	-	-	-
Forwards/futures		4 500	8 988	-	13 488	183	19 576	19
CO_2	**Milliers de tonnes**	**4 500**	**8 988**	**-**	**13 488**	**183**	**19 576**	**19**
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES QUALIFIÉS DE COUVERTURE DE FLUX DE TRÉSORERIE						**(645)**		**(411)**

41.5 COUVERTURES DE JUSTE VALEUR LIÉES AUX MATIÈRES PREMIÈRES

Les couvertures de juste valeur liées aux matières premières s'analysent comme suit :

		31/12/2018		31/12/2017	
(en millions d'euros)	Unités de mesure	Notionnels nets	Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
Charbon et fret	**Millions de tonnes**	(3)	2	4	3
Produits pétroliers	**Milliers de barils**	5 136	(23)	-	-
Gaz	**Millions de therms**	(93)	(31)	(583)	31
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES QUALIFIÉS DE COUVERTURE DE JUSTE VALEUR			**(52)**		**34**

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	31/12/2018	31/12/2017
Juste valeur positive des dérivés de transaction	36.1	6 404	2 614
Juste valeur négative des dérivés de transaction	38.1	(7 160)	(2 787)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE TRANSACTION		**(756)**	**(173)**
Instruments dérivés de taux détenus à des fins de transaction	42.1	(60)	(33)
Instruments dérivés de change détenus à des fins de transaction	42.2	(96)	73
Contrats de matières premières non qualifiés de couverture	42.3	(641)	(213)
Autres contrats		41	-

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 :

	Notionnel au 31/12/2018				Notionnel au 31/12/2017	Juste valeur	
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	Total	31/12/2018	31/12/2017
Achats d'options	-	-	516	516	519	7	15
Opérations sur taux d'intérêt	**-**	**-**	**516**	**516**	**519**	**7**	**15**
Payeur fixe/receveur variable	1 517	1 247	1 121	3 885	2 978	(64)	(42)
Payeur variable/receveur fixe	-	122	-	122	416	(4)	(8)
Variable/variable	-	5	-	5	351	-	1
Fixe/fixe	28	42	70	140	338	1	1
***Swaps* de taux**	**1 545**	**1 416**	**1 191**	**4 152**	**4 083**	**(67)**	**(48)**
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TAUX DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	**1 545**	**1 416**	**1 707**	**4 668**	**4 602**	**(60)**	**(33)**

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 2018

	Notionnel à recevoir au 31/12/2018				Notionnel à livrer au 31/12/2018				Juste valeur
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2018
Change à terme	3 223	2 017	4	5 244	3 215	1 989	5	5 209	2
Swaps	11 885	6 570	70	18 525	11 981	6 689	69	18 739	(98)
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE CHANGE DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	**15 108**	**8 587**	**74**	**23 769**	**15 196**	**8 678**	**74**	**23 948**	**(96)**

AU 31 DÉCEMBRE 2017

	Notionnel à recevoir au 31/12/2017				Notionnel à livrer au 31/12/2017				Juste valeur
(en millions d'euros)	< 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**

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 :

		31/12/2018		31/12/2017	
(en millions d'euros)	**Unités de mesure**	**Notionnels nets**	**Juste valeur**	**Notionnels nets**	**Juste valeur**
Swaps		3	502	(5)	479
Options		4	(22)	4	106
Forwards/futures		(50)	(123)	(54)	(403)
Électricité	**Térawattheures**	**(43)**	**357**	**(55)**	**182**
Swaps		(510)	(515)	894	(132)
Options		32	185	(68)	171
Forwards/futures		16 323	80	19 784	57
Gaz	**Millions de therms**	**15 845**	**(250)**	**20 610**	**96**
Swaps		27 715	(82)	3 400	94
Options		500	1	1 920	3
Forwards/futures		(360)	(3)	108	(3)
Produits pétroliers	**Milliers de barils**	**27 855**	**(84)**	**5 428**	**94**
Swaps		(2 521)	6	(1)	(151)
Options		-	(14)	3	(1)
Forwards/futures		-	-	4	9
Fret		3 232	(2)	(4)	17
Charbon et fret	**Millions de tonnes**	**711**	**(10)**	**2**	**(126)**
Swaps		-	-	43	-
Options		(5 000)	(150)	-	-
Forwards/futures		(56 433)	(446)	35 583	(57)
CO_2	**Milliers de tonnes**	**(61 433)**	**(596)**	**35 626**	**(57)**
Swaps/Options			29		(56)
Forwards/futures			(87)		(346)
Autres matières premières			**(58)**		**(402)**
Dérivés incorporés de matières			**-**		**-**
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES NON QUALIFIÉS DE COUVERTURE			**(641)**		**(213)**

Ils incluent principalement les contrats, qui figurent dans le portefeuille d'EDF Trading.

ACTIFS ET PASSIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE

NOTE 43 ACTIFS ET PASSIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
ACTIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE	**-**	**-**
PASSIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE	**-**	**-**

FLUX DE TRÉSORERIE ET AUTRES INFORMATIONS

NOTE 44 FLUX DE TRÉSORERIE

44.1 VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT

(en millions d'euros)	2018	2017 retraité [1]
Variation des stocks	(18)	543
Variation de la créance de Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE)	357	499
Variation des créances clients et comptes rattachés	1 259	376
Variation des dettes fournisseurs et comptes rattachés	(707)	550
Variation des autres débiteurs et autres créditeurs (hors CSPE)	(429)	(492)
VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT	**462**	**1 476**

(1) Les comptes consolidés du 31 décembre 2017 ont été retraités de la norme IFRS 15 (voir note 2.1.3.2).

44.2 INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS

(en millions d'euros)	2018	2017
Acquisitions d'immobilisations incorporelles	(1 828)	(1 165)
Acquisitions d'immobilisations corporelles	(13 990)	(14 329)
Variation des dettes fournisseurs d'immobilisations	(368)	747
INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS	**(16 186)**	**(14 747)**

NOTE 45 ACTIFS DÉDIÉS D'EDF

45.1 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 actifs 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 45.2.2 ci-après).

Par ailleurs, EDF a obtenu une dérogation ministérielle le 31 mai 2018, lui permettant d'augmenter sous conditions la part des actifs non cotés (hors notamment les titres CTE et les actifs immobiliers) dans les actifs dédiés de 10 % à 15 %.

45.2 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 les classes d'actifs suivantes : infrastructures, immobilier, fonds d'investissement investis en actions ou en dette.

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 3.11.3).

Suite à la dérogation ministérielle du 31 mai 2018 reçue par EDF lui permettant d'augmenter sous conditions la part des actifs non cotés dans les actifs dédiés, le Conseil d'administration du 29 juin 2018 a validé une nouvelle allocation stratégique des actifs dédiés composée de la façon suivante :

- actifs de rendement (cible de 30 % des actifs dédiés), composés d'actifs d'infrastructures, dont les titres de CTE, et d'actifs immobiliers ;
- actifs de croissance (cible de 40 % des actifs dédiés), composés de fonds d'actions cotées et de fonds d'investissement en actions non cotées ;
- actifs de taux (cible de 30 % des actifs dédiés), composés d'obligations cotées ou de fonds d'obligations cotées, de fonds de dette non cotée, de créances et de trésorerie.

Ces cibles doivent être progressivement atteintes notamment en réinvestissant des actifs de taux en actifs de rendement et en actifs de croissance.

45.2.1 Actifs de croissance et actifs de taux

Une partie de ces placements est constituée d'obligations détenues directement par EDF. Une 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, celle-ci n'intervenant pas dans la gestion de ces fonds.

Ainsi, les fonds d'actions cotées sont composés de titres internationaux (majoritairement Amérique du Nord mais aussi Europe, Asie-Pacifique et pays émergents). Les obligations cotées et fonds d'obligations cotées sont composées d'obligations souveraines et d'obligations d'entreprises.

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 une politique d'investissement à long terme avec une répartition adaptée entre actifs de croissance et actifs de taux.

Dans le cadre de la nouvelle allocation stratégique, pour des poids minoritaires, les actifs de croissance incluent également des fonds investis dans des actions non cotées, et les actifs de taux incluent également des fonds investis en dette non cotée. Ces fonds sont gérés par EDF Invest (voir note 45.2.2).

Depuis la mise en œuvre de la norme IFRS 9 à compter du 1er janvier 2018, l'ensemble de ces actifs est comptabilisé en titres de dettes et de capitaux propres.

En date de clôture, ces placements sont présentés au bilan à leur valeur liquidative au sein des titres de dettes ou de capitaux propres.

Dans le cadre du suivi opérationnel de ses actifs, le Groupe suit des 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).

45.2.2 Actifs de rendement

Les actifs de rendement gérés par EDF Invest sont composés d'actifs liés à des investissements dans les infrastructures et l'immobilier.

Par ailleurs, EDF Invest gère également, au travers de fonds d'investissement, des actifs de croissance et des actifs de taux (voir note 45.2.1).

Au total, au 31 décembre 2018, les actifs gérés par EDF Invest représentent une valeur de réalisation de 5 680 millions d'euros, dont 5 356 millions d'euros d'actifs de rendement. Les actifs de rendement incluent notamment :

- 50,1 % de la participation du Groupe dans CTE, co-entreprise détenant RTE, conformément au décret n° 2016-1 781 du 19 décembre 2016 modifiant le décret du 23 février 2007, pour une valeur de 2 738 millions d'euros au 31 décembre 2018 (2 705 millions d'euros au 31 décembre 2017) (voir note 3.11.3) ;
- les participations du Groupe dans Terega, Porterbrook, Autostrade per l'Italia, Q-Park et des sociétés détenant des parcs éoliens au Royaume-Uni (Bicker Fen, Glass Moor II, Green Rigg, Rusholme), présentées au bilan consolidé au niveau des titres de dettes ou de capitaux propres ;
- les participations du Groupe dans Madrileña Red de Gas (MRG), Géosel, Thyssengas, Aéroports de la Côte d'Azur, Central Sicaf, Fallago Rig, Fenland, Ecowest SCI A et B et Nam Theun Power Company, présentées au bilan consolidé au niveau des participations dans les entreprises associées.

45.3 VALORISATION DES ACTIFS DÉDIÉS D'EDF

Les actifs dédiés d'EDF figurent dans les comptes consolidés du Groupe pour les montants suivants :

		31/12/2018		31/12/2017	
(en millions d'euros)	**Présentation au bilan consolidé**	**Valeur comptable**	**Valeur de réalisation**	**Valeur comptable**	**Valeur de réalisation**
Actifs de rendement (EDF Invest)		**3 919**	**5 356**	**3 652**	**5 210**
CTE	Participations dans les entreprises associées [1]	1 406	2 738	1 241	2 705
Autres entreprises associées	Participations dans les entreprises associées [2]	1 167	1 234	893	944
Autres actifs non cotés	Titres de dettes et de capitaux propres et autres actifs nets [3]	1 346	1 384	1 518	1 561
Actifs de croissance		**10 108**	**10 108**	**10 099**	**10 099**
Actions [4]	Titres de dettes	9 844	9 844	9 942	9 942
Fonds actions non cotées (EDF Invest)	Titres de dettes	219	219	127	127
Dérivés	Juste valeur des dérivés	45	45	30	30
Actifs de taux		**12 205**	**12 225**	**12 751**	**12 806**
Obligations	Titres de dettes	10 010	10 010	9 282	9 282
Fonds de dette non cotée (EDF Invest)	Titres de dettes	105	105	71	71
Portefeuille de trésorerie [5]	Titres de dettes	30	30	104	104
Créance de CSPE [6]	Prêts et créances financières	2 060	2 080	3 294	3 349
TOTAL ACTIFS DÉDIÉS D'EDF		**26 232**	**27 689**	**26 502**	**28 115**

(1) Participation du Groupe de 50,1 % dans CTE, société détenant 100 % des titres de RTE. Les titres CTE sont pris en compte pour leur valeur d'équivalence dans les comptes consolidés (valeur comptable du tableau). Au 31 décembre 2018, la valeur de réalisation de CTE présentée dans ce tableau est déterminée par un évaluateur indépendant, comme les autres actifs d'EDF Invest. Au 31 décembre 2017, la valeur de réalisation s'appuyait sur le prix de la transaction réalisée le 31 mars 2017.

(2) Incluant une valorisation de la quote-part de capitaux propres des sociétés contrôlées détenant ces participations.

(3) Incluant des titres de dettes et de capitaux propres pour 1 221 millions d'euros et une valorisation de la quote-part de capitaux propres des autres sociétés contrôlées.

(4) Dont 391 millions d'euros de titres acquis fin décembre 2018 pour lesquels le paiement est intervenu début janvier 2019.

(5) Après déduction des 391 millions d'euros de dettes sur titres acquis fin décembre 2018 dont le paiement est intervenu début janvier 2019.

(6) 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 depuis, conformément à l'échéancier. La valeur de réalisation de la créance CSPE tient compte du niveau des taux de marché.

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 Titres de dettes ou de capitaux propres 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 4 898 millions d'euros au 31 décembre 2018 (3 294 millions d'euros au 31 décembre 2017). Ces FCPR sont constitués principalement de 11 fonds cotés pour 4 340 millions d'euros (au 31 décembre 2017, 12 FCPR cotés pour 2 906 millions d'euros).

45.4 SITUATION DE COUVERTURE DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME

Au 31 décembre 2018, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 98,3 %. Le plafonnement réglementaire de la valeur de réalisation de certains investissements (décret n° 2007-243) n'a pas d'effet au 31 décembre 2018.

Au 31 décembre 2017, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés était de 108,5 %. Le plafonnement réglementaire de la valeur de réalisation de certains investissements (décret n° 2007-243) n'avait pas non plus d'effet au 31 décembre 2017.

Le taux de couverture des provisions nucléaires au 31 décembre 2018 prend en compte l'arrêté du 28 décembre 2018 qui a étendu le périmètre des provisions devant faire l'objet d'une couverture par des actifs dédiés, ce qui s'est traduit par un transfert de provisions considérées précédemment comme relevant du cycle

d'exploitation au sens de la réglementation, vers les provisions de long terme, à hauteur de 298 millions d'euros, soit un effet de – 1,05 % sur le taux de couverture.

Des retraits pour un montant de 403 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir en 2018 (378 millions d'euros en 2017).

À horizon de 10 ans les décaissements cumulés relatifs aux provisions seront effectués (aux conditions économiques fin de période *i.e.* en euros $_{2018}$) :

- à 14 % pour la gestion à long terme des déchets radioactifs ;
- à 11 % pour la déconstruction.

À horizon de 50 ans les décaissements cumulés relatifs aux provisions seront effectués (aux conditions économiques fin de période *i.e.* en euros $_{2018}$) :

- à 35 % pour la gestion à long terme des déchets radioactifs ;
- à 93 % pour la déconstruction.

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)	31/12/2018	31/12/2017
Provisions pour gestion du combustible usé – part non liée au cycle d'exploitation au sens de la réglementation	1 067	983
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	9 846	8 814
Provision pour reprise conditionnement déchets (RCD)	751	726
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	15 985	14 920
Provisions pour derniers cœurs – part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	518	467
COÛT ACTUALISE DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	**28 167**	**25 910**

Compte tenu des modifications d'hypothèses de calcul des provisions nucléaires de long terme (hors modification réglementaire), en particulier le changement de taux d'actualisation, l'obligation au titre de 2018 de dotation aux actifs dédiés s'élève à 1 337 millions d'euros. L'autorité administrative a autorisé EDF à étaler cette dotation à hauteur de 540 millions d'euros en 2019 ainsi qu'en 2020 et 257 millions d'euros en 2021. En tenant compte de la dotation en 2019 au titre de 2018, toutes choses égales par ailleurs, le taux de couverture résultant au 31 décembre 2018 s'établirait ainsi à 100,2 %.

45.5 ÉVOLUTIONS DES ACTIFS DÉDIÉS SUR L'EXERCICE 2018

Suite à un courrier ministériel du 31 mai 2018 reçu par EDF autorisant une augmentation sous conditions de la part des actifs non cotés dans les actifs dédiés, le Conseil d'administration du 29 juin 2018 a validé une nouvelle allocation stratégique des actifs dédiés (voir note 45.2).

Au titre de 2017, l'obligation réglementaire de dotations aux actifs dédiés s'élevait à 386 millions d'euros et a été réalisée courant 2018.

EDF Invest a poursuivi en 2018 la constitution de son portefeuille en infrastructures, immobilier et fonds d'investissement. Notamment, en novembre 2018, EDF Invest a clos l'acquisition d'une participation minoritaire dans 6 sociétés au Royaume-Uni (Bicker Fen, Fallago Rig, Fenland, Glass Moor II, Green Rigg, Rusholme) auprès d'EDF Renewables.

En décembre 2018, EDF Invest a acquis la participation minoritaire détenue par EDF International dans Nam Theun Power Company (NTPC), barrage hydroélectrique situé au Laos, dont une partie a été dotée aux actifs dédiés à cette date, le reste sera doté en 2019.

Ces nouvelles participations complètent les actifs d'infrastructures au sein des actifs de rendement d'EDF Invest, aux côtés notamment des participations dans CTE (société détenant les titres de RTE), Terega (ex TIGF), Porterbrook, Madrileña Red de Gas, Géosel, Thyssengas, Aéroports de la Côte d'Azur, Autostrade per l'Italia et Q-Park.

Des variations de juste valeur négatives du portefeuille d'actifs dédiés (OPC, actions) ont été enregistrées en 2018 dans le résultat financier à hauteur de 989 millions d'euros (voir note 15.3) en application d'IFRS 9.

Des variations de juste valeur négatives sur le portefeuille d'actifs dédiés obligations ont été enregistrées en 2018 en OCI à hauteur de 60 millions d'euros en application d'IFRS 9 (voir note 36.2).

45.6 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 72 millions d'euros et 47 millions d'euros en valeur de réalisation avec un taux de couverture réglementaire de 92,8 % pour Framatome et de 103,5 % 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 78 millions d'euros et 46 millions d'euros (voir note 30).

NOTE 46 ENGAGEMENTS HORS BILAN

Cette note présente les engagements hors bilan donnés et reçus du Groupe au 31 décembre 2018. Les engagements mentionnés correspondent aux flux contractuels non actualisés.

46.1 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	31/12/2018	31/12/2017
Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation	46.1.1	45 370	44 705
Engagements donnés liés aux opérations d'investissement	46.1.2	17 572	17 222
Engagements donnés liés aux opérations de financement	46.1.3	5 494	5 123
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS		**68 436**	**67 050**

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.

46.1.1 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)	31/12/2018	31/12/2017
Engagements d'achats de combustible et d'énergie [1]	26 878	26 728
Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation	14 117	13 739
Engagements de location simple en tant que preneur	4 375	4 238
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	**45 370**	**44 705**

(1) Hors achats de gaz et services associés.

46.1.1.1 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 2018, l'échéancier des engagements d'achats de combustible et d'énergie se présente comme suit :

						31/12/2018	31/12/2017
		Échéances					
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans	Total	
Achats d'électricité et services associés [1]	10 368	2 077	3 571	2 319	2 401	9 767	
Achats d'autres énergies et de matières premières [2]	377	94	194	89	-	391	
Achats de combustible nucléaire	16 133	1 469	6 232	5 148	3 284	16 570	
ENGAGEMENTS D'ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	**26 878**	**3 640**	**9 997**	**7 556**	**5 685**	**26 728**	

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées données aux co-entreprises pour un montant de 604 millions d'euros au 31 décembre 2018 (606 millions d'euros au 31 décembre 2017).
(2) Hors achats de gaz et services associés (voir note 46.1.1.1.4).

46.1.1.1.1 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 53 TWh pour l'exercice 2018 (47 TWh pour l'exercice 2017), dont 7 TWh au titre de la cogénération (6 TWh pour 2017), 26 TWh au titre de l'éolien (23 TWh pour 2017), 9 TWh au titre du photovoltaïque (9 TWh pour 2017) et 3 TWh au titre de l'hydraulique (3 TWh pour 2017).

46.1.1.1.2 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.

46.1.1.1.3 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.

46.1.1.1.4 Achats de gaz et services associés

Les engagements d'achats de gaz sont principalement portés par Edison et EDF. Au 31 décembre 2018, ils représentent les volumes suivants pour ces deux entités.

					31/12/2018	31/12/2017
		Échéances				
(en milliards de mètres cubes)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	
Edison	140	13	40	87	154	
EDF	22	1	5	16	24	

Contrats d'achat de gaz

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, sauf pour les contrats avec l'Algérie et la Russie qui se terminent fin 2019.

Contrats de services associés à l'activité gaz

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.

EDF, dans le cadre du contrat avec le terminal méthanier de Dunkerque LNG, bénéficie d'environ 61 % des capacités de regazéification du terminal jusqu'en 2037 moyennant le paiement d'une prime annuelle d'environ 150 millions d'euros. Au titre de ce contrat, une provision pour contrat onéreux a été comptabilisée – voir note 3.3.

46.1.1.2 Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation

Au 31 décembre 2018, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

					31/12/2018	31/12/2017
		Échéances				
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	
Garanties données liées aux activités opérationnelles	7 047	3 185	2 124	1 738	7 074	
Engagements sur achats d'exploitation [1]	6 898	3 960	2 352	586	6 460	
Autres engagements donnés liés à l'exploitation	172	64	95	13	205	
ENGAGEMENTS DONNES LIÉS À L'EXÉCUTION DE CONTRATS D'EXPLOITATION [2]	**14 117**	**7 209**	**4 571**	**2 337**	**13 739**	

(1) Hors énergies et combustibles.
(2) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux co-entreprises pour un montant de 982 millions d'euros au 31 décembre 2018 (835 millions d'euros au 31 décembre 2017).

Dans le cadre de son activité le Groupe met en place des garanties généralement par l'intermédiaire de banques destinées à la bonne exécution des contrats.

Au 31 décembre 2018 les garanties données liées aux activités opérationnelles concernent principalement les garanties données par EDF, Edison et EDF Renouvelables dans le cadre de ses projets de développement.

46.1.1.2.1 Garanties données liées aux activités opérationnelles

Les garanties liées aux activités opérationnelles se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
EDF	2 038	2 270
EDF Renouvelables	1 677	1 363
Edison	1 262	1 215
EDF Energy	795	732
Framatome	517	714
Autres entités	758	780
TOTAL	**7 047**	**7 074**

46.1.1.2.2 Engagements sur achats d'exploitation

Les engagements sur achats d'exploitation se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
EDF	2 533	2 480
Framatome	2 024	1 878
EDF Energy	524	627
Enedis	764	601
Autres entités	1 053	874
TOTAL	**6 898**	**6 460**

46.1.1.3 Engagements de location simple en tant que preneur

Au 31 décembre 2018, les éléments constitutifs des engagements de location simple en tant que preneur sont les suivants :

				31/12/2018	31/12/2017
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	< 1 an	Total
ENGAGEMENTS DE LOCATION SIMPLE EN TANT QUE PRENEUR	**4 375**	**728**	**2 019**	**1 628**	**4 238**

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 Renouvelables et Enedis.

La norme IFRS 16 « Contrats de location », sera d'application obligatoire aux exercices ouverts à compter du 1er janvier 2019 (voir note 1.2.4.1).

46.1.2 Engagements donnés liés aux opérations d'investissement

Au 31 décembre 2018, les éléments constitutifs des engagements liés aux opérations d'investissement sont les suivants :

					31/12/2018	31/12/2017
		Échéances				
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels	16 545	8 138	7 674	733	15 827
Engagements sur acquisition d'actifs financiers	746	219	429	98	1 013
Autres engagements donnés liés aux investissements	281	238	43	-	382
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT (1)	**17 572**	**8 595**	**8 146**	**831**	**17 222**

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées données aux co-entreprises pour un montant de 399 millions d'euros au 31 décembre 2018 (428 millions d'euros au 31 décembre 2017).

46.1.2.1 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)	31/12/2018	31/12/2017
EDF	4 715	4 689
EDF Energy	6 082	6 428
Enedis	3 092	2 383
EDF Renouvelables	1 622	1 242
Framatome	587	562
Autres entités	447	523
TOTAL	**16 545**	**15 827**

L'augmentation des engagements donnés sur acquisitions d'actifs corporels et incorporels s'explique principalement par les contrats liés au déploiement des compteurs Linky chez Enedis et par le développement de nouveaux projets aux États-Unis chez EDF Renouvelables. La baisse des engagements chez EDF Energy s'explique par l'avancement du projet HPC.

46.1.2.2 Engagements sur acquisition d'actifs financiers

Les engagements sur acquisition d'actifs financiers en 2017 comprenaient 193 millions d'euros au titre de l'acquisition de Gas Natural Vendita Italia (Edison Énergie), finalisée le 22 février 2018 (voir note 5.3).

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 1er 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 19 décembre 2018, 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 2026. 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 2024 et mai 2025.

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 2018, la juste valeur de ces dérivés de transaction comptabilisée dans le bilan consolidé du Groupe est non significative.

46.1.2.3 Autres engagements donnés liés aux investissements

Les autres engagements donnés liés aux investissements comprennent notamment au 31 décembre 2018 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.

46.1.3 Engagements donnés liés aux opérations de financement

Les engagements donnés par le Groupe liés aux opérations de financement au 31 décembre 2018 sont les suivants :

				31/12/2018	31/12/2017
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Sûretés sur les actifs en garantie de dettes financières	4 226	31	1 805	2 390	4 250
Garanties financières données	974	138	335	501	613
Autres engagements donnés liés au financement	294	271	23	-	260
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT (1)	**5 494**	**440**	**2 163**	**2 891**	**5 123**

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux co-entreprises pour un montant de 917 millions d'euros au 31 décembre 2018 (692 millions d'euros au 31 décembre 2017). Ces engagements donnés aux co-entreprises concernent principalement EDF Renouvelables.

Les sûretés réelles et bien affectées 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 Renouvelables.

46.2 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.

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2018	31/12/2017 retraité (1)
Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation (2)	46.2.1	9 539	9 057
Engagements reçus liés aux opérations d'investissement	46.2.2	183	214
Engagements reçus liés aux opérations de financement	46.2.3	31	72
TOTAL DES ENGAGEMENTS REÇUS (3)		**9 753**	**9 343**

(1) Les engagements, présentés au titre du 31 décembre 2017, ont été retraités de l'application de la norme IFRS 15 pour un montant de 5 422 millions d'euros et concernent principalement les autres engagements de ventes de biens et services de Framatome et d'EDF Renouvelables.
(2) Hors engagements de livraison d'énergie et services associés (voir note 46.2.1.4).
(3) Hors engagements relatifs aux lignes de crédit détaillés en note 38.2.5.

46.2.1 Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation

Les engagements reçus liés aux opérations d'exploitation au 31 décembre 2018 sont les suivants :

					31/12/2018	31/12/2017
		Échéances				
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	
Engagements de location simple en tant que bailleur	678	124	399	154	780	
Engagements sur ventes d'exploitation (1)	7 004	1 745	4 224	1 035	6 748	
Garanties reçues liées aux activités opérationnelles	1 791	1 014	591	186	1 483	
Autres engagements reçus liés aux opérations d'exploitation	66	17	35	14	46	
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	**9 539**	**2 900**	**5 249**	**1 389**	**9 057**	

(1) Les engagements présentés au titre du 31 décembre 2017, ont été retraités de l'application de la norme IFRS 15 pour un montant de 5 422 millions d'euros et concernent principalement les engagements de ventes de biens et services de Framatome et d'EDF Renouvelables.

46.2.1.1 Engagements de location simple en tant que bailleur

Le Groupe bénéficie à hauteur de 678 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.

46.2.1.2 Engagements sur ventes d'exploitation

Les engagements reçus sur ventes d'exploitation sont hors livraison d'énergie et concernent principalement les commandes fermes dans le cadre des contrats à l'avancement chez Framatome (contrats de construction et d'ingénierie) et chez EDF Renouvelables (contrats de prestations d'exploitation, de maintenance et de développement-vente d'actifs structurés).

46.2.1.3 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.

46.2.1.4 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.

46.2.2 Engagements reçus liés aux opérations d'investissement

					31/12/2018	31/12/2017
		Échéances				
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT	**183**	**49**	**16**	**118**	**214**	

Aux termes de l'accord signé avec Exelon le 29 juillet 2013 et finalisé le 1er 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 2018.

46.2.3 Engagements reçus liés aux opérations de financement

					31/12/2018	31/12/2017
		Échéances				
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT	**30**	**6**	**4**	**20**	**72**	

NOTE 47 PASSIFS ÉVENTUELS

À l'exception des éléments mentionnés en note 4.3, les principaux passifs éventuels au 31 décembre 2018 sont les suivants :

47.1 CONTRÔLES FISCAUX

EDF

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 563 millions d'euros à fin 2018. 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 à 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.

47.2 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.

47.3 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 en vigueur avant le moratoire, ont intenté des procédures indemnitaires contre EDF, gestionnaire de réseau de distribution (GRD) dans les zones non interconnectées (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 aurait permis à ces producteurs de bénéficier des conditions de rachat de l'électricité plus avantageuses.

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 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.

Plusieurs décisions favorables à Enedis ont été rendues depuis le début de l'année 2018 sur ce sujet. La Cour d'Appel de Versailles a notamment débouté, début juillet 2018, 150 producteurs, soit parce que la faute d'Enedis n'est pas établie, soit en l'absence de lien de causalité entre la faute d'Enedis et le préjudice des producteurs, soit en considérant que le préjudice n'est pas indemnisable dans la mesure où les arrêtés tarifaires de 2006 et 2010 sont illégaux, faute de notification à la Commission européenne au titre du contrôle des aides d'État. Une large majorité d'arrêts ont fait l'objet d'un pourvoi en cassation.

De la même façon, EDF a obtenu depuis quelques mois un certain nombre de décisions favorables considérant le préjudice des producteurs non réparable car illicite.

En parallèle des contentieux indemnitaires pendants devant les juridictions civiles 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 faute du GRD. Suite à cet arrêt, Enedis et EDF ont assigné en avril 2017 les assureurs en vue de voir reconnaître par les tribunaux l'existence de deux sinistres sériels partiels. Ainsi, si les tribunaux constataient l'existence de deux sinistres sériels partiels, il y aurait application pour chacun d'eux d'une seule franchise et d'un seul plafond de garantie pour les réclamations ayant la même cause technique.

47.3.1 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. Le 4 juillet 2018, l'ADLC a clôturé la procédure par une décision de non-lieu. 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 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 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.

Cette décision est intervenue le 4 juillet 2018, date à laquelle l'ADLC a adopté une décision de non-lieu (définitive). Les comportements dénoncés par la saisissante sont donc réputés ne pas avoir été mis en œuvre.

Le Tribunal de commerce de Paris a, par jugement en date du 10 décembre 2018, pris acte du désistement de la société SUN'R de son action indemnitaire et par jugement en date du 12 décembre 2018, pris acte du désistement des sociétés Sun West, Azimut 56 et JB Solar. Ce dossier est donc définitivement clos.

NOTE 48 PARTIES LIÉES

Les transactions avec les parties liées s'analysent comme suit :

	Entreprises associées et co-entreprises		Activités conjointes		État ou participations de l'État [1]		Total Groupe	
(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Chiffre d'affaires	560	580	-	-	1 708	1 549	2 268	2 129
Achats d'énergie	4 071	3 817	5	4	2 031	2 313	6 107	6 134
Achats externes	4	9	3	4	251	1 163	258	1 176
Actifs financiers	294	238	-	-	-	-	294	238
Autres actifs	730	729	-	-	486	596	1 216	1 325
Passifs financiers		-	-	-	-	-	-	-
Autres passifs	1 162	1 282	1	1	631	552	1 794	1 835

(1) Ne comprend pas les dettes fiscales et sociales ainsi que la créance CSPE.

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 co-entreprises 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 83,67 % du capital d'EDF au 31 décembre 2018. 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 mise en œuvre de 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 pour la compensation des charges de service public.

48.2.2 Relations avec Engie

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.

En mars 2018, Enedis et GRDF ont décidé la création de deux entités mixtes : l'UONRH-MS regroupant les activités de contrat de travail, études et médico-social et l'OIT, l'opérateur Informatique & télécom regroupant toutes les activités de téléphonie et de bureautique. La mise en place de ces deux entités mixtes prend effet au 1er janvier 2019.

Pour Enedis, les autres activités supports (des domaines Véhicules & Engins, Contentieux et Assurance, Formation et Recrutement, et Achats tertiaires) sont regroupées au sein d'une Direction des Services Supports.

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 AREVA SA).

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).

Sur l'amont du cycle

Plusieurs accords importants ont été négociés entre EDF et Orano :

- approvisionnement en uranium naturel : contrats Orano Mining couvrant la période 2021-2030 ;
- fluoration : contrat sur la période 2019-2030 ;
- enrichissement de l'uranium naturel en uranium 235 : contrat 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 Orano ont signé le 29 septembre 2016 : un contrat d'uranium avec Orano Mining, un contrat de conversion et un contrat d'enrichissement avec Orano Cycle.

Sur l'aval du cycle

Les relations entre EDF et Orano relatives au transport, au traitement des combustibles usés et à leur recyclage sont précisées en note 29.1.1.

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 2018 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 12,4 millions d'euros en 2018 (12,2 millions d'euros en 2017). 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 le cas échéant.

Les dirigeants ne bénéficient d'aucun 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. Le Président-Directeur Général d'EDF pourrait bénéficier d'une indemnité de rupture en cas de révocation de son mandat de Président-Directeur Général.

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 1er 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 2018, le Groupe a restitué 30 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2017. En 2017, le Groupe avait restitué 38 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2016.

Pour l'année 2018, le volume total des droits d'émission alloués au Groupe et enregistrés dans les registres nationaux s'élève à 1 million de tonnes (3 millions de tonnes pour l'année 2017).

Au 31 décembre 2018, le volume des émissions s'élève à 24 millions de tonnes (40 millions de tonnes pour l'année 2017). La provision qui résulte des excédents d'émissions par rapport à ces droits d'émission s'élève à 175 millions d'euros au 31 décembre 2018 (120 millions d'euros au 31 décembre 2017).

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 excédent un seuil sont soumis sur une période triennale 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 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 1er 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'est ouverte à compter du 1er 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 Renouvelables) ;
- aux producteurs d'électricité contraints lorsque l'obligation porte sur la production ;
- aux producteurs d'électricité qui sont aussi 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 2018, une provision de 962 millions d'euros a été comptabilisée essentiellement par EDF Energy (Royaume-Uni) et EDF Luminus (Belgique) au titre de leurs obligations de restitution de certificats d'énergie renouvelable à cette date. Une grande partie de ces obligations est couverte par les certificats acquis et comptabilisés en immobilisations incorporelles.

NOTE 50 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

Aucun développement postérieur à la clôture n'est survenu, hormis ceux présentés dans les autres notes des comptes consolidés.

NOTE 51 PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION AU 31 DÉCEMBRE 2018

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 d'EDF ;
- **« 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 31/12/2018	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2017	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	95,10	A
Société pour le Conditionnement des Déchets et Effluents Industriels (SOCODEI)		100,00	100,00	A
CHAM SAS		100,00	100,00	A
Sowee		100,00	100,00	A
Immo C47		51,00	100,00	A
Autres *holdings* (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
FRAMATOME				
Framatome	France	75,50	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 (1)	États-Unis	-	100,00	P
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) Unistar a été fusionnée dans EDF Inc.

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2018	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2017	Activité
EDF RENOUVELABLES				
EDF Renouvelables (ex EDF Énergies Nouvelles)	France	100,00	100,00	P, A
DALKIA				
Dalkia	France	99,94	99,94	A
AUTRES MÉTIERS				
EDF Développement Environnement SA	France	100,00	100,00	A
Société Française d'Ingénierie Électronucléaire et d'Assistance (SOFINEL)	France	88,98	88,98	A
Dunkerque LNG (1)	France	-	65,01	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
Citelum	France	100,00	100,00	A
EDF Trading Ltd	Royaume-Uni	100,00	100,00	A
EDF DIN UK Ltd (2)	Royaume-Uni	-	100,00	A
Wagram Insurance Company DAC	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.
(1) Dunkerque LNG a été cédée le 30 octobre (voir note 3.3).
(2) EDF DIN UK Ltd a été liquidée.

51.2 SOCIÉTÉ DÉTENUE SOUS FORME D'ACTIVITÉS CONJOINTES

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2018	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2017	Activité
AUTRES MÉTIERS				
Friedeburger Speicherbetriebsgesellschaft GmbH (Crystal)	Allemagne	50,00	50,00	A

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, R = Réacteurs, A = Autres.

5.1.3 SOCIÉTÉS CONSOLIDÉES PAR MISE EN ÉQUIVALENCE

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2018	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2017	Activité
FRANCE – ACTIVITÉS DE PRODUCTION ET COMMERCIALISATION				
Domofinance	France	45,00	45,00	A
CTE (EDF Invest) (1)	France	50,10	50,10	A
Elisandra IV *(Holding* 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	38,35	A
Transport Stockage Hydrocarbures (TSH) (EDF Invest)	France	50,00	50,00	A
Central Sicaf (EDF Invest)	Italie	24,50	20,00	A
Thyssengaz (EDF Invest)	Allemagne	50,00	50,00	A
Aéroports Côte d'Azur (EDF Invest)	France	19,40	19,40	A
Ecowest SCI A et B (EDF Invest)	France	50,00	-	A
Fallago Rig (EDF Invest)	Royaume-Uni	20,00	-	P
Fenland Wind Farm (EDF Invest)	Royaume-Uni	20,00	-	P
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) (EDF Invest) (2)	Laos	40,00	40,00	P
Alpiq	Suisse	25,04	25,04	P, D, T, A

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, R = Réacteurs, A = Autres.
n.a : non applicable
(1) La Co-entreprise de Transport d'Électricité « CTE », société détenant la société RTE à 100 %.
(2) NPTC a été partiellement affectée aux actifs dédiés en 2018.

5.1.4 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 31/12/2018	Pourcentage de droits de votes détenus au 31/12/2018
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 2018 :

	Réseau Deloitte		Réseau KPMG	
(en milliers d'euros)	**Montant (hors taxes)**	**%**	**Montant (hors taxes)**	**%**
Audit				
Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés				
EDF	3 133	21,1	2 954	18,2
Entités contrôlées [1]	7 249	48,8	10 839	66,9
SOUS-TOTAL	**10 382**	**69,9**	**13 793**	**85,1**
Services autres que la certification des comptes [2]				
EDF	397	2,7	772	4,8
Entités contrôlées [1]	4 071	27,4	1 640	10,1
SOUS-TOTAL	**4 468**	**30,1**	**2 412**	**14,9**
TOTAL	**14 850**	**100**	**16 204**	**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) 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 (ii) des prestations rendues lors de cessions d'entités (iii) la réalisation de services fiscaux autorisés par la législation locale, ainsi que (iv) 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 2017

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 2017 :

	Réseau Deloitte		Réseau KPMG	
(en milliers d'euros)	**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	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				
EDF	906	6,4	778	5,1
Entités contrôlées	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**

6.2 RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES CONSOLIDÉS

Exercice clos le 31 décembre 2018

A l'Assemblée Générale 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 2018, 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 2018 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 les notes 1.2.1, 1.3.7, 1.3.16 et 2 de l'annexe aux comptes consolidés, qui exposent les effets de l'application des normes IFRS 15 « Produits des activités ordinaires tirés de contrats avec des clients » et IFRS 9 « Instruments financiers », normes adoptées par l'Union Européenne et applicables pour les exercices ouverts à partir du 1er janvier 2018.

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.

ÉVALUATION DES PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE EN FRANCE – AVAL DU CYCLE, DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES ET DERNIERS COEURS – ET DES ACTIFS DÉDIÉS

Notes 1.3.2.2, 1.3.16.2, 1.3.21.1, 29.1 et 45 de l'annexe aux comptes consolidés

Point clé de l'audit	Réponses apportées
Au 31 décembre 2018, les provisions constituées pour couvrir les obligations relatives aux installations nucléaires dont EDF est l'exploitant en France s'élèvent à 39 806 millions d'euros, dont 21 295 millions d'euros au titre de l'aval du cycle nucléaire (gestion du combustible usé et des déchets radioactifs) et 18 511 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. et 45). La valeur de réalisation de ces actifs dédiés, d'un montant de 27 689 millions d'euros (pour une valeur nette comptable de 26 232 millions d'euros) au 31 décembre 2018, a été déterminée sur la base de la juste valeur des placements diversifiés actions et taux, et de la valeur de réalisation ou de mise en équivalence d'un portefeuille d'actifs non cotés géré par la division EDF Invest.	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 20 755 millions d'euros aux conditions économiques de fin de période, pour une provision de 12 480 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 COEURS – ET DES ACTIFS DÉDIÉS

Notes 1.3.2.2, 1.3.16.2, 1.3.21.1, 29.1 et 45 de l'annexe aux comptes consolidés

Point clé de l'audit	Réponses apportées
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 données et 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. 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).

6.

EVALUATION 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
Au 31 décembre 2018, 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. 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. Nous avons considéré que l'évaluation des actifs non régulés en France, au Royaume-Uni et 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. 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.	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 apprécié le caractère approprié du modèle de valorisation. 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. Nous avons apprécié, au travers d'entretiens avec la Direction, les différentes hypothèses sous-jacentes (croissance économique, prix des matières premières et du CO_2, demande en électricité, capacités de production et d'interconnections 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. 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. 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. Enfin, nous avons apprécié si les notes 1.3.15, 13 et 23 de l'annexe aux 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.

Vérifications spécifiques

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, à la vérification spécifique prévue par les textes légaux et réglementaires 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.

Nous attestons que la déclaration consolidée de performance extra-financière prévue par l'article L. 225-102-1 du code de commerce figure dans les informations relatives au Groupe données dans le rapport de gestion, étant précisé que, conformément aux dispositions de l'article L. 823-10 de ce code, les informations contenues dans cette déclaration n'ont pas fait l'objet de notre part de vérifications de sincérité ou de concordance avec les comptes consolidés et doivent faire l'objet d'un rapport par un organisme tiers indépendant.

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 S.A. et par la décision du Conseil d'administration du 25 avril 2002 pour Deloitte & Associés.

Au 31 décembre 2018, KPMG S.A. était dans la 14ème année de sa mission sans interruption et Deloitte & Associés dans la 17ème année sans interruption, dont pour les deux, 14 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.

Rapport au Comité d'audit

Nous remettons au Comité d'audit un rapport 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, le 14 février 2019

Les commissaires aux comptes

KPMG S.A.		**Deloitte & Associés**	
Jay Nirsimloo	Michel Piette	Damien Leurent	Christophe Patrier

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	2018	2017
CHIFFRE D'AFFAIRES [1]	**4**	**44 874**	**42 371**
Production stockée et immobilisée		1 217	1 138
Subventions d'exploitation	5	6 566	6 558
Reprises sur amortissements et provisions d'exploitation	6	2 996	3 231
Autres produits d'exploitation et transferts de charges	7	850	823
I TOTAL PRODUITS D'EXPLOITATION		**56 503**	**54 121**
Consommations de l'exercice en provenance de tiers	**8**	**37 410**	**36 723**
Achats consommés de combustibles		3 172	3 186
Achats d'énergie		17 057	15 870
Achats de services et autres achats consommés de biens		17 181	17 667
Impôts, taxes et versements assimilés	**9**	**2 662**	**2 567**
Charges de personnel	**10**	**6 565**	**6 754**
Dotations d'exploitation	**11**	**6 471**	**5 441**
Dotations aux amortissements des immobilisations	11.1	3 531	3 366
Dotations aux provisions et dépréciations	11.2	2 940	2 075
Autres charges d'exploitation	**12**	**1 743**	**1 644**
II TOTAL CHARGES D'EXPLOITATION		**54 851**	**53 129**
RÉSULTAT D'EXPLOITATION (I - II)		**1 652**	**992**
III QUOTES PARTS DE RÉSULTAT SUR OPÉRATIONS FAITES EN COMMUN		**0**	**1**
IV RÉSULTAT FINANCIER	**13**	**(1 756)**	**(988)**
RÉSULTAT COURANT AVANT IMPÔTS (I - II + III + IV)		**(104)**	**5**
V RÉSULTAT EXCEPTIONNEL	**14**	**939**	**1 232**
VI IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES	**15**	**756**	**687**
BÉNÉFICE OU PERTE (I - II + III + IV + V + VI)		**1 591**	**1 924**

(1) Dont production en 2018 de biens à l'exportation pour 10 287 millions d'euros et de services à l'exportation pour 423 millions d'euros.

BILAN

ACTIF

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2018 Montants bruts	Amortissements et dépréciations	Montants nets	31/12/2017 Montants nets
Immobilisations incorporelles	**16 -17**	**2 091**	**1 074**	**1 017**	**933**
Immobilisations corporelles du domaine propre	**16 -17**	**85 326**	**57 921**	**27 405**	**26 066**
Immobilisations corporelles du domaine concédé	**16 -17**	**14 711**	**8 755**	**5 956**	**5 871**
Immobilisations corporelles et incorporelles en-cours	**16 -17**	**21 114**	**177**	**20 937**	**19 655**
Participations et créances rattachées		59 258	307	58 951	58 445
Titres immobilisés		21 076	655	20 421	18 092
Prêts et autres immobilisations financières		12 545	61	12 484	12 386
Immobilisations financières	**18**	**92 879**	**1 023**	**91 856**	**88 923**
TOTAL I ACTIF IMMOBILISÉ		**216 121**	**68 950**	**147 171**	**141 448**
Stocks et en-cours	**19**	**10 096**	**189**	**9 907**	**9 969**
Avances et acomptes versés sur commande	**20**	**690**	**1**	**689**	**785**
Créances d'exploitation	**20**	**21 094**	**397**	**20 697**	**20 791**
Valeurs mobilières de placement	**21**	**16 913**	**52**	**16 861**	**14 527**
Instruments de trésorerie	**20**	**2 605**	**-**	**2 605**	**2 096**
Disponibilités	**22**	**4 619**	**-**	**4 619**	**5 110**
Charges constatées d'avance	**20**	**1 449**	**-**	**1 449**	**1 358**
TOTAL II ACTIF CIRCULANT		**57 466**	**639**	**56 827**	**54 636**
Charges à répartir sur plusieurs exercices (III)		**255**	**-**	**255**	**265**
Primes de remboursement des emprunts (IV)		**758**	**251**	**507**	**453**
Écarts de conversion - Actif (V)	**23**	**767**	**-**	**767**	**572**
TOTAL GÉNÉRAL (I + II + III + IV + V)		**275 367**	**69 840**	**205 527**	**197 374**

PASSIF

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2018	31/12/2017
Capital		**1 505**	**1 464**
Primes d'émission et de fusion		**15 672**	**14 866**
Écarts de réévaluation		**676**	**680**
Réserves			
Réserve légale		146	105
Autres réserves		3 000	3 000
Report à nouveau		**7 351**	**6 809**
Résultat de l'exercice		**1 591**	**1 924**
Acomptes sur dividendes		**(451)**	**(433)**
Subventions d'investissement		**166**	**163**
Provisions réglementées		**6 056**	**6 098**
TOTAL CAPITAUX PROPRES	**24**	**35 712**	**34 676**
Autres fonds propres	**25**	**10 620**	**10 449**
Passifs spécifiques des concessions	**26**	**2 199**	**2 159**
TOTAL I FONDS PROPRES		**48 531**	**47 284**
Provisions pour risques	**27**	**2 544**	**1 384**
Provisions liées à la production nucléaire (aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs)	28	39 806	37 633
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	29	659	626
Provisions pour avantages du personnel	30	11 240	11 055
Provisions pour autres charges	31	866	938
Provisions pour charges		**52 571**	**50 252**
TOTAL II PROVISIONS		**55 115**	**51 636**
Dettes financières	**33**	**54 644**	**51 441**
Avances et acomptes reçus	**32**	**7 134**	**6 861**
Dettes d'exploitation, d'investissement et dettes diverses	**32**	**33 229**	**31 911**
Instruments de trésorerie	**32**	**3 462**	**4 471**
Produits constatés d'avance	**32**	**3 116**	**3 285**
TOTAL III DETTES	**32**	**101 585**	**97 969**
Écarts de conversion - Passif (IV)	**34**	**296**	**485**
TOTAL GÉNÉRAL (I + II + III + IV)		**205 527**	**197 374**

TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE

(en millions d'euros)		Notes	2018	2017
Opérations d'exploitation				
Résultat avant impôts sur les bénéfices			835	1 237
Amortissements et provisions			7 153	4 010
Plus ou moins-values de cessions [1]			(499)	(859)
Produits et charges financiers			(2 133)	(827)
Variation du besoin en fonds de roulement [2]			3 238	2 530
FLUX DE TRÉSORERIE NETS GÉNÉRÉS PAR L'EXPLOITATION			**8 594**	**6 091**
Frais financiers nets décaissés y compris dividendes reçus			1 435	620
Impôts sur le résultat payés			(29)	(677)
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	**(A)**		**10 000**	**6 034**
Opérations d'investissement				
Investissements corporels et incorporels			(5 982)	(5 984)
Produits de cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles			24	17
Variations d'actifs financiers [3]			(4 776)	1 022
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT	**(B)**		**(10 734)**	**(4 945)**
Opérations de financement				
Emissions d'emprunts et conventions de placements			4 938	1 282
Remboursements d'emprunts et conventions de placements			(2 435)	(5 204)
Dividendes versés		24	(513)	(110)
Augmentation des fonds propres		24	-	4 005
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession			6	8
Subventions d'investissement reçues			11	4
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT	**(C)**		**2 007**	**(15)**
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET DES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	**(A)+(B)+(C)**		**1 273**	**1 074**
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE		**22**	**(2 875)**	**(3 981)**
Incidence des variations de change			(13)	(23)
Produits financiers nets sur disponibilités et équivalents de trésorerie			52	55
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE [4]		**22**	**(1 563)**	**(2 875)**

(1) Ce poste inclut le solde de la plus-value de cession réalisée lors de la cession de la totalité des titres RTE à la société CTE soit 388 millions d'euros en 2017.

(2) En 2018, ce poste inclut un impact positif de 2 068 millions d'euros sur le besoin en fonds de roulement, et donc sur la trésorerie suite à l'évolution de la classification des conventions de trésorerie et de placement concernant notamment les holdings (voir note 22).

(3) En 2017, ce poste inclut l'acquisition des titres Framatome pour 1 894 millions d'euros.

(4) 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. 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 439
1.1 Référentiel comptable 439
1.2 Jugements et estimations de la Direction 439
1.3 Chiffre d'affaires 440
1.4 Immobilisations incorporelles 440
1.5 Immobilisations corporelles 440
1.6 Dépréciation des actifs a long terme 441
1.7 Immobilisations financières 441
1.8 Stocks et en-cours 442
1.9 Créances d'exploitation et trésorerie 442
1.10 Frais d'émission et primes de remboursement des emprunts 443
1.11 Écarts de conversion et gains et pertes de change 443
1.12 Provisions réglementées 443
1.13 Autres fonds propres 443
1.14 Passifs spécifiques des concessions 443
1.15 Provisions hors avantages du personnel 443
1.16 Avantages du personnel 444
1.17 Instruments dérivés 445
1.18 Contrats de matières premières 445
1.19 Environnement 445

Note 2 Événements et transactions significatifs 447
2.1 Finalisation de la cession de la participation d'EDF au capital de Dunkerque LNG 447
2.2 Émissions obligataires : EDF lève 3,75 milliards de dollars américains et 1 milliard d'euros 447
2.3 Émissions d'obligations hybrides 447
2.4 Rachat de certaines souches d'obligations hybrides 447
2.5 Syndication d'une ligne de crédit innovante indexée sur des critères ESG 448
2.6 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 ») 448
2.7 Projet EPR de Flamanville 3 448
2.8 Acquisition de 75,5 % de Framatome 449

Note 3 Évolutions réglementaires en France survenues au cours de l'exercice 450
3.1 Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) 450
3.2 Tarifs réglementés de ventes d'électricité en France (TRV-Tarifs bleus) 450
3.3 Commissionnement fournisseur 451
3.4 Fonds de péréquation de l'électricité 451
3.5 Compensation des charges de service public de l'énergie (CSPE) 451
3.6 Mécanisme de capacité 452
3.7 Certificats d'économie d'énergie (CEE) 452
3.8 ARENH 453

COMPTE DE RÉSULTAT 454

Note 4 Chiffre d'affaires 454

Note 5 Subventions d'exploitation 454

Note 6 Reprises sur amortissements, dépréciations et provisions d'exploitation 454

Note 7 Autres produits d'exploitation et transferts de charges 454

Note 8 Consommations de l'exercice en provenance de tiers 455

Note 9 Impôts, taxes et versements assimilés 455

Note 10 Charges de personnel 455

Note 11 Dotations d'exploitation 456
11.1 Dotations aux amortissements 456
11.2 Dotations aux provisions et dépréciations 456

Note 12 Autres charges d'exploitation 456

Note 13 Résultat financier 457

Note 14 Résultat exceptionnel 457

Note 15 Impôts sur les bénéfices 458
15.1 Groupe fiscal 458
15.2 Impôt sur les sociétés 458
15.3 Crédit impôt compétitivité emploi (CICE) 458
15.4 Situation fiscale différée ou latente 458

BILAN 459

Note 16 Valeurs brutes des immobilisations incorporelles et corporelles 459

Note 17 Amortissements et dépréciations des immobilisations incorporelles et corporelles 460
17.1 Test de perte de valeur des actifs 460

Note 18 Immobilisations financières 461
18.1 Variations des immobilisations financières 461
18.2 Filiales et participations détenues à plus de 50 % 462
18.3 Filiales et participations détenues à moins de 50 % 463
18.4 Portefeuille de titres immobilisés de l'activité de portefeuille (TIAP) 463
18.5 Variations des actions propres 464

18.6 Créances de l'actif immobilisé 464

Note 19 Stocks et en-cours 465

Note 20 Créances de l'actif circulant 465

Note 21 Valeurs mobilières de placement 465

Note 22 Réconciliation de la trésorerie et équivalents de trésorerie présentée dans le tableau de flux de trésorerie 466

Note 23 Écarts de conversion-actif 466

Note 24 Variations des capitaux propres 467

24.1 Capital social 467
24.2 Distributions de dividendes 467

Note 25 Autres fonds propres 468

Note 26 Passifs spécifiques des concessions 468

Note 27 Provisions pour risques 468

Note 28 Provisions liées à la production nucléaire : aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs 469

28.1 Provisions pour gestion du combustible usé 470
28.2 Provisions pour reprise et conditionnement des déchets – provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs 470
28.3 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires 471
28.4 Provisions pour derniers cœurs 473
28.5 Actualisation des provisions liées à la production nucléaire et analyses de sensibilité 473

Note 29 Autres provisions pour déconstruction 474

Note 30 Provisions pour avantages du personnel 475

30.1 Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi 476
30.2 Provisions pour autres avantages à long terme du personnel en activité 476
30.3 Actifs de couverture 477
30.4 Hypothèses actuarielles 477

Note 31 Provisions pour autres charges 478

Note 32 Dettes 478

Note 33 Dettes financières 479

33.1 Ventilation des emprunts par devises avant et après instruments de couverture 479
33.2 Ventilation des emprunts par type de taux d'intérêt avant et après instruments de couverture 480

Note 34 Écarts de conversion-passif 480

AUTRES INFORMATIONS 481

Note 35 Instruments financiers 481

35.1 Engagements hors bilan liés aux dérivés de change et de taux d'intérêt 481
35.2 Incidence des opérations de gestion financière sur le résultat de l'exercice 482
35.3 Juste valeur des instruments financiers dérivés 482

Note 36 Autres engagements et opérations hors bilan 483

36.1 Engagements donnés 483
36.2 Engagements reçus 484
36.3 Autres natures d'engagements 484

Note 37 Passifs éventuels 484

Note 38 Actifs dédiés 485

38.1 Réglementation 485
38.2 Composition et évaluation des actifs dédiés 485

Note 39 Informations concernant les entreprises et parties liées 487

39.1 Relations avec les filiales 487
39.2 Relations avec l'État et les sociétés participations de l'État 487

Note 40 Environnement 488

40.1 Droits d'émission de gaz à effet de serre 488
40.2 Certificats d'Économies d'Énergie 488

Note 41 Rémunération des mandataires sociaux 489

Note 42 Événements postérieurs à la clôture 489

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 règlement n° 2014-03 de l'Autorité des normes comptables (ANC) du 5 juin 2014 relatif au plan comptable général modifié.

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées sont identiques à celles utilisées dans les comptes annuels au 31 décembre 2017, à l'exception du règlement n° 2018-01 du 20 avril 2018 concernant les changements de méthodes, changements d'estimation et corrections d'erreurs qui est applicable aux exercices ouverts à la date de publication du règlement, soit à la clôture du 31 décembre 2018.

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.

La durée d'amortissement des tranches du palier 900 MW a été portée de 40 ans à 50 ans en 2016 (à l'exception de la centrale de Fessenheim), les conditions techniques, économiques et de gouvernance étant réunies. 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.

Comme indiqué en note 3.1, le projet de PPE prévoit sous certaines conditions la fermeture de deux tranches nucléaires en 2027 et 2028, en anticipation de leur cinquième visite décennale. Si la PPE est adoptée en ce sens, cela pourrait alors conduire à modifier prospectivement la durée d'amortissement des deux tranches concernées. S'agissant d'une anticipation de quelques années concernant deux tranches du parc, l'effet sur les dotations aux amortissements annuels, qui dépendra des tranches qui seront retenues, serait peu significatif.

Le projet de PPE indique par ailleurs que la fermeture des deux réacteurs de Fessenheim devra intervenir « à l'horizon du printemps 2020, en application du plafonnement de la puissance électronucléaire installée, et pour permettre la mise en service de l'EPR de Flamanville ». En fonction des dispositions définitives de la PPE, le plan d'amortissement de Fessenheim qui prend aujourd'hui fin en novembre 2019, sera prospectivement modifié en conséquence.

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.

Comme indiqué en note 3.1, le projet de PPE prévoit sous certaines conditions la fermeture de deux tranches nucléaires en 2027 et 2028, en anticipation de leur cinquième visite décennale. Si la PPE est adoptée en ce sens, cela pourrait alors conduire à modifier le montant des provisions nucléaires associées. S'agissant d'une anticipation de quelques années concernant deux tranches du parc, l'impact sur les provisions nucléaires pourrait alors correspondre à une augmentation de quelques dizaines de millions d'euros, par contrepartie des actifs concernés au bilan.

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 2018 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 2018 sont détaillées en note 30.4. Ces hypothèses sont mises à jour annuellement. EDF estime que les hypothèses actuarielles retenues au 31 décembre 2018 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 1er 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. Les fournisseurs répercutent dans leur prix de vente aux clients finals le coût du mécanisme de capacité.

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 de cessions de gré à gré ;
- la répercussion aux clients finals du coût du mécanisme de capacité dans les tarifs réglementés de vente et les offres à prix de marché est reconnue en chiffre d'affaires au fur et à mesure des livraisons d'électricité ; toutefois l'ARENH intègre depuis 2017 une valeur capacitaire, suite à l'entrée en vigueur du mécanisme de capacité, les modalités de cession des garanties de capacité associées à l'ARENH ayant été définies par la CRE ;
- 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 production nucléaire, 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.

Le 21 décembre 2017, un accord-cadre sur un nouveau modèle de contrat de concession a été signé avec la FNCCR et France Urbaine. En conséquence, depuis 2018, les contrats de concession nouvellement signés relèvent de ce nouveau modèle de contrat de concession.

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).

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 dit des « délais glissants », ainsi définis 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).

1.6 DÉPRÉCIATION DES ACTIFS A 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 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 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 CO_2, la demande en électricité, les interconnections, 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, EDF s'appuie notamment sur les analyses d'organismes externes (par exemple pour les matières premières et le CO_2, qui influent au premier ordre sur le prix de l'électricité, EDF 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.

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 d'EDF 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.

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 ».

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 autres 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. 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.

Afin de réduire son exposition au risque de change, EDF 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 combustibles 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…).

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, du fait de la prise en compte de la notion de « Combustible engagé » définie par l'arrêté du 21 mars 2007.

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 3.6).

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 ET GAINS ET PERTES DE CHANGE

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.

Depuis le 1er janvier 2017, les gains et pertes de change sur créances et dettes commerciales sont comptabilisés en résultat d'exploitation.

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 droits 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 1er janvier 1959 et ceux mis en service avant le 1er 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 1er 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 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 ;
- les pertes sur contrat de transport, regazéification, stockage de gaz ;
- 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 ;
- 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

Depuis le 1er janvier 2005, EDF applique la méthode de référence définie à l'article 324-1 du règlement 2014-03 relatif au plan comptable général et comptabilise en provisions les 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 :

- 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 duration 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 duration 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 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 1er 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-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 1er 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 d'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 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 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. Comme les 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 sont constitués de produits dérivés de taux ou de change tels que futures, *forwards*, *swaps* et options négociés sur les marchés organisés ou de gré à gré.

L'application du règlement 2015-05 relatif aux instruments financiers à terme et aux opérations de couverture depuis le 1er janvier 2017 conduit à enregistrer les plus-values latentes sur le portefeuille d'optimisation du change, ainsi que le résultat latent sur les dérivés de change qualifiés d'instruments de couverture au bilan, dans les comptes d'écarts d'évaluation créés par ce nouveau règlement. Ces comptes sont compensés avec les écarts de conversion actif ou passif constatés sur les éléments couverts.

Les dérivés conclus à des fins de couverture corrigent le résultat de change 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 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, de manière symétrique aux éléments couverts, conformément au règlement 2015-05 relatif aux instruments financiers à terme et aux opérations de couverture, applicable depuis le 1er janvier 2017.

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 (CEE)

Le dispositif en vigueur est décrit en note 40.2.

EDF applique les modalités de comptabilisation des Certificats d'Économies d'Énergie conformément aux articles 616-1 à 616-25 du règlement 2014-03 relatif au plan comptable général.

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 ÉVÉNEMENTS ET TRANSACTIONS SIGNIFICATIFS

2.1 FINALISATION DE LA CESSION DE LA PARTICIPATION D'EDF AU CAPITAL DE DUNKERQUE LNG

Au terme d'un processus d'enchères concurrentiel lancé début 2018, le groupe EDF a annoncé le 29 juin 2018, être entré en négociations exclusives avec deux groupes d'investisseurs en vue de la cession de sa participation de 65,01 % au capital de Dunkerque LNG, propriétaire et exploitant du terminal méthanier de Dunkerque.

Cette participation du groupe EDF à hauteur de 65,01 % au capital de Dunkerque LNG, se fait par l'intermédiaire de sa filiale EDEV dont le capital est détenu intégralement par EDF SA.

D'une part, un consortium composé de Fluxys, AXA Investment Managers – Real Assets, pour ses clients, et Crédit Agricole Assurances s'est engagé à se porter acquéreur d'une participation de 31 % ; d'autre part, un consortium d'investisseurs coréens mené par IMP Group (composé de InfraPartners Management Korea Co. Ltd. à Séoul et InfraPartners Management LLP à Londres) en collaboration avec Samsung Asset Management Co. Ltd et composé de Samsung Securities Co. Ltd., IBK Securities Co. Ltd. et Hanwha Investment & Securities Co. Ltd. s'est porté acquéreur d'une participation de 34,01 %.

Au travers des prix payés par les deux consortiums, la valeur d'entreprise moyenne pour 100 % de Dunkerque LNG, pour l'ensemble de ces opérations, s'élève à 2,4 milliards d'euros.

Cette opération permet à Fluxys, déjà actionnaire de Dunkerque LNG à hauteur de 25 %, avec le soutien d'Axa IM-Real Assets et Crédit Agricole Assurances, de prendre le contrôle et de consolider Dunkerque LNG.

EDF, en tant que client de Dunkerque LNG, reste engagé à long terme auprès du terminal, qui continuera à servir la stratégie gaz du Groupe.

Le groupe EDF a signé le 12 juillet 2018 des accords engageants relatifs à cette cession avec les mêmes consortiums.

Suite à l'obtention des autorisations réglementaires requises, le groupe EDF, par l'intermédiaire de sa filiale EDEV (détenteur de 65,01 % de Dunkerque LNG), a réalisé le 30 octobre 2018 la cession de sa participation au capital du terminal méthanier de Dunkerque.

À l'issue de cette opération, EDF SA a perçu un dividende de sa filiale EDEV pour un montant de 740 millions d'euros (voir note 13).

À la suite de cette cession, l'évaluation du contrat long terme de réservation de capacité de régazéification de GNL entre EDF et Dunkerque LNG a conduit EDF à comptabiliser une dotation aux provisions pour contrat onéreux d'un montant de 737 millions d'euros (voir note 27).

2.2 ÉMISSIONS OBLIGATAIRES : EDF LÈVE 3,75 MILLIARDS DE DOLLARS AMÉRICAINS ET 1 MILLIARD D'EUROS

Le 19 septembre 2018, EDF a levé 3,75 milliards de dollars américains sur 3 tranches d'obligations senior :

- obligation de 1,8 milliard de dollars, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 4,500 % ;
- obligation de 650 millions de dollars, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 4,875 % ;
- obligation de 1,3 milliard de dollars, d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 5,000 %.

Par ailleurs, le 25 septembre 2018, EDF a lancé une émission obligataire *senior* de 1 milliard d'euros, d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 2 %.

Ces opérations permettent à EDF de poursuivre le renforcement de la structure de son bilan ainsi que de refinancer des échéances prochaines.

2.3 ÉMISSIONS D'OBLIGATIONS HYBRIDES

Le 25 septembre 2018, EDF a lancé une émission d'obligations super-subordonnées d'un montant de 1,25 milliard d'euros, avec un coupon de 4 % et une option de remboursement pouvant être exercée au gré d'EDF, en premier lieu, entre le 4 juillet 2024 (inclus) et le 4 octobre 2024 (inclus). L'Autorité des marchés financiers a apposé le visa n° 18-466 en date du 2 octobre 2018 sur le prospectus relatif à ces instruments, dont le règlement-livraison a eu lieu le 4 octobre 2018.

EDF réaffirme son attachement au financement par les titres hybrides, en tant que composante permanente de la structure de son capital afin de financer ses actifs en construction.

2.4 RACHAT DE CERTAINES SOUCHES D'OBLIGATIONS HYBRIDES

EDF a lancé le 25 septembre 2018 une offre contractuelle de rachat en numéraire ayant visé quatre souches d'obligations hybrides existantes.

Au résultat de la clôture de l'offre de rachat le 3 octobre 2018, EDF a procédé au rachat en numéraire des titres valablement apportés à l'offre de rachat pour les deux premières souches de titres hybrides visés par l'offre, conformément à l'ordre de priorité, pour un montant de 1,25 milliard d'euros.

Le montant global de titres hybrides d'EDF demeure inchangé à l'issue de ces opérations d'émissions/rachat.

Les résultats de l'offre de rachat sont présentés dans le tableau ci-dessous :

Titres hybrides visés	ISIN	Ordre de priorité	Montants apportés	Montants apportés (% des montants en circulation)	Montants rachetés	Facteurs de répartition proportionnelle	Prix de Rachat
Obligations 2020	FR0011401736	1	911 800 000 €	73 %	911 800 000 €	100,00 %	105,255 %
Obligations 2022	FR0011697010	2	635 100 000 €	64 %	338 200 000 €	59,50 %	108,185 %
Obligations 2026	FR0011401728	3	N/A	N/A	0	N/A	N/A
Obligations 2025	FR0011401751	4	N/A	N/A	0	N/A	N/A

Le règlement de l'offre de rachat est intervenu le 5 octobre 2018.

2.5 SYNDICATION D'UNE LIGNE DE CRÉDIT INNOVANTE INDEXÉE SUR DES CRITÈRES ESG

EDF a réalisé le 14 décembre 2018, la syndication d'une ligne de crédit renouvelable de 4 milliards d'euros dont le coût est indexé sur trois indicateurs de performance (« KPI ») du Groupe en matière de développement durable : les émissions directes de CO_2 d'EDF, l'utilisation par les clients d'EDF de ses outils de suivi en ligne de la consommation (comme indicateur du succès d'EDF à faire de ses clients résidentiels français des acteurs de leur consommation) et l'électrification de la flotte automobile d'EDF.

Cette ligne de crédit indexée sur des indicateurs environnementaux, sociaux et de gouvernance (ESG), à laquelle participe un syndicat de plus de 20 banques, modifie et prolonge l'actuelle ligne d'EDF de 4 milliards d'euros, jusqu'à une nouvelle échéance fixée en 2023. Elle vient compléter l'ensemble des outils de finance durable qu'EDF développe depuis plusieurs années, en particulier sur le marché des obligations vertes.

2.6 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.

Le 27 mars 2018, EDF a formé un pourvoi devant la Cour de Justice de l'Union européenne contre l'arrêt rendu le 16 janvier 2018 par le Tribunal de l'Union européenne. Le 13 décembre 2018, la Cour de l'Union européenne a rejeté ce pourvoi confirmant ainsi la décision de la Commission européenne. Ceci clôt définitivement le litige.

2.7 PROJET EPR DE FLAMANVILLE 3

Des jalons majeurs ont été franchis en 2018 :

- 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 sera en exploitation, ont été franchis ;
- l'épreuve enceinte du bâtiment réacteur a été réalisée avec succès en avril 2018. Cet essai est une épreuve en air destinée à vérifier le bon comportement mécanique de la structure du béton et de son étanchéité en portant la pression à l'intérieur du bâtiment à six fois la pression atmosphérique ;
- l'intégration d'une configuration de contrôle commande représentant environ 250 modifications a été achevée début septembre 2018, permettant de réaliser les essais à chaud avec une configuration cohérente et stable du contrôle commande.

Fabrication et qualité des équipements

À fin 2018, la quasi-totalité des équipements de la partie nucléaire comme de l'îlot conventionnel a été livrée et installée sur site. La situation sur la qualité des équipements du circuit primaire fabriqués par Framatome a évolué comme suit :

Cuve

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 1er semestre 2017 sur la base d'un dossier produit par Framatome, sous la surveillance d'EDF. 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.

L'ASN a autorisé le 9 octobre 2018 :

- 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, en limitant sa durée de vie à 2024, sauf à démontrer la faisabilité technique de contrôles comparables au fond de cuve.

EDF mène actuellement un projet de développement d'inspection en service du couvercle, afin de revenir courant 2019 vers l'ASN pour demander à conserver le couvercle actuel en cas de faisabilité industrielle de ce type d'opération. À défaut d'une telle autorisation, les coûts engagés pour la fabrication d'un couvercle de substitution pourraient rester, en tout ou partie, à la charge d'EDF. Ils ne sont pas intégrés dans l'objectif de coût de construction compte tenu du fait qu'ils surviendraient, le cas échéant, postérieurement à la mise en service. Par ailleurs, une procédure d'arbitrage a été engagée à ce sujet par EDF à l'encontre d'AREVA SA.

Problématique de l'exclusion de rupture et des écarts de qualité sur les soudures du circuit secondaire principal

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 secondaire principal qui évacue la vapeur des générateurs de vapeur vers la turbine de l'EPR de Flamanville 3.

Ce circuit (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.

Or, ces exigences ont été appliquées au stade de la conception, mais n'ont pas été correctement intégrées dans la réalisation des soudures. Le non-respect de ces exigences n'implique pas nécessairement la non-conformité à la réglementation des équipements sous pression nucléaire.

A partir du 21 mars 2018, EDF a également détecté des écarts de qualité dans la réalisation de soudures sur les tuyauteries du circuit secondaire principal de l'EPR de Flamanville, à l'occasion de la visite complète initiale. La visite complète initiale est une étape réglementaire, préalable à la mise en service de l'installation, qui consiste notamment en un examen des soudures des circuits primaire et secondaire. Elle permet de réaliser un état initial de référence de l'installation avant son exploitation.

Conformément aux procédures industrielles, les soudures avaient été contrôlées par le groupement des entreprises en charge de la fabrication du circuit. Le groupement des entreprises les avait déclarées conformes, au fur et à mesure de leur réalisation.

EDF a déclaré le 10 avril 2018 à l'ASN (voir communiqué EDF du 10 avril 2018), un événement significatif relatif à la détection d'écarts dans le contrôle de la réalisation de ces soudures (une partie du circuit secondaire principal étant déjà concernée par l'écart relatif à la bonne application des exigences « d'exclusion de rupture »).

EDF a alors engagé au deuxième trimestre 2018 un nouveau contrôle de l'ensemble des 150 soudures concernées du circuit secondaire principal.

Sur l'ensemble des 150 soudures contrôlées :

- 87 soudures étaient conformes ;
- 33 soudures présentant des écarts de qualité doivent faire l'objet d'une réparation. Sur le site, les activités de reprise des soudures présentant des écarts de qualités ont débuté fin juillet 2018 ;
- EDF a, par ailleurs, décidé de refaire 20 soudures, même si elles ne présentaient pas de défaut, ces soudures ne respectant pas les exigences « d'exclusion de rupture » définies par EDF au moment de la conception de l'EPR. Les dossiers de remise à niveau des premières soudures ont été transmis à l'ASN et les activités de soudures sur site ont débuté en novembre 2018 ;
- pour 10 autres soudures, EDF a proposé à l'ASN une démarche de justification spécifique permettant de confirmer le haut niveau de sûreté de l'installation tout au long de son exploitation. Après analyse définitive, ce nombre a été ramené à 8. Par ailleurs, il est apparu après contrôle qu'une de ces huit soudures présente un défaut de qualité de réalisation de petite taille. La démarche de justification spécifique mentionnée plus haut fera l'objet d'une instruction approfondie par l'ASN dans les mois à venir.

Calendrier de mise en service et coût de construction

Le 25 juillet 2018, le Groupe a présenté un point d'étape sur ces contrôles et ajusté en conséquence le planning et l'objectif de coût de construction (voir communiqué EDF du 25 juillet 2018) :

- l'objectif de chargement du combustible a été fixé à la fin du 4e trimestre 2019, avec un démarrage des essais à chaud alors prévu fin 2018 ;
- l'objectif du coût de construction a été porté de 10,5 à 10,9 milliards d'euros (en euros $_{2015}$, hors intérêts intercalaires).

Le 21 janvier 2019, EDF a annoncé que le planning des essais à chaud avait été revu avec un démarrage attendu durant la 2e quinzaine de février 2019 (voir communiqué EDF du 21 janvier 2019).

Le calendrier et l'estimation du coût de construction restent tendus. Ils intègrent un calendrier d'autorisations administratives de l'ASN décrit ci-dessus, qui dépend notamment de l'aboutissement de l'instruction des modalités envisagées par EDF pour le traitement des soudures du circuit secondaire principal, comme indiqué dans le communiqué publié par le Groupe le 31 janvier 2019.

Le Président de l'ASN a indiqué le 29 janvier 2019 que l'ASN se prononcera sur le programme de validation des soudures du circuit secondaire principal en mai 2019 et que « s'il s'avère finalement que les huit soudures situées au niveau de l'enceinte doivent être refaites elles aussi, les délais ne pourront pas être tenus ». Un point précis sur l'avancement du chantier EPR de Flamanville, notamment sur son calendrier et son coût de construction, sera donc effectué après la publication de l'avis de l'ASN. EDF n'est pas à ce stade, en mesure d'évaluer l'impact d'une décision de l'ASN qui ne validerait pas l'approche proposée.

2.8 ACQUISITION DE 75,5 % DE FRAMATOME

AREVA SA, AREVA NP et EDF ont signé le 22 décembre 2017, l'acquisition par EDF d'une participation lui conférant le contrôle exclusif de New NP (Framatome depuis janvier 2018), filiale à 100 % d'AREVA NP.

La prise de participation d'EDF à hauteur de 75,5 % du capital de Framatome 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)].

Au 31 décembre 2018, le prix d'acquisition ressort à 2,6 milliards d'euros (pour 100 % du capital) dont 94 millions d'euros complémentaires y compris frais d'acquisition pour EDF (pour 75,5 % du capital) par rapport à la valorisation initiale (voir note 18.1- renvoi 1) sur la base :

- des ajustements de prix calculés d'après les comptes définitifs à la date de réalisation de l'opération (31 décembre 2017) ;
- de l'estimation des compléments de prix, dont certains liés à des objectifs de performance mesurés postérieurement à la date de réalisation et dont la valorisation définitive, d'un montant maximum de 245 millions d'euros, devrait être connue courant 2019 ;
- de l'estimation de certains éléments de garanties de passif accordées par AREVA NP à EDF dans le cadre du contrat de cession d'actions du 22 décembre 2017.

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. La société TVO s'est désistée et l'ordonnance du Tribunal prononçant la radiation de l'affaire de son registre, datée du 16 mai, a été rendue publique fin mai.

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

NOTE 3 ÉVOLUTIONS RÉGLEMENTAIRES EN FRANCE SURVENUES AU COURS DE L'EXERCICE

3.1 PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE (PPE)

Le 25 janvier 2019, le ministère de la Transition écologique et solidaire (MTES) a publié le projet de PPE, outil de pilotage de la politique énergétique créé par la loi de transition énergétique pour la croissance verte votée en 2015. La PPE couvre en principe deux périodes successives de cinq ans. Par exception, la première PPE publiée en octobre 2016 couvrait deux périodes successives de respectivement trois et cinq ans, soit 2016-2018 et 2019-2023. La révision de la PPE en cours couvrira les périodes 2019-2023 et 2024-2028. Ce projet de PPE fait suite à la publication par le MTES le 27 novembre 2018 d'un dossier de presse détaillant les objectifs du Gouvernement pour la programmation pluriannuelle de l'énergie et la stratégie nationale bas carbone.

S'agissant de la production d'électricité d'origine nucléaire, le Gouvernement fixe désormais l'objectif d'atteindre une part du nucléaire au sein du mix électrique de 50 % à l'horizon 2035. L'objectif inscrit dans le Code de l'énergie sera modifié en conséquence. L'atteinte de cet objectif impliquera la fermeture de 14 réacteurs nucléaires d'ici 2035, avec la fermeture des deux réacteurs de Fessenheim « à l'horizon du printemps 2020, en application du plafonnement de la puissance électronucléaire installée, et pour permettre la mise en service de l'EPR de Flamanville ».

Le calendrier de fermeture des réacteurs respectera les échéances de 5e visite décennale des réacteurs concernés, à l'exception de 2 réacteurs qui fermeront dans la deuxième période de la PPE, en 2027 et en 2028, sous réserve du respect du critère de sécurité d'approvisionnement. Par ailleurs, si certaines conditions relatives au prix de l'électricité et à l'évolution du marché de l'électricité à l'échelle européenne sont remplies, la fermeture de deux réacteurs additionnels pourra intervenir à l'horizon 2025-2026, sur la base d'une décision à prendre en 2023.

La version définitive de la PPE identifiera les sites sur lesquels ces fermetures interviendront prioritairement. Ces fermetures seront systématiquement accompagnées par l'État, notamment *via* l'établissement d'un contrat de transition écologique, afin de permettre aux territoires de s'inscrire dans de nouvelles dynamiques de développement.

Le projet de PPE fait désormais l'objet d'un processus de consultation, avant de pouvoir être adopté et traduit en 2019 dans des textes de nature législative ou réglementaire.

Si les dispositions mentionnées ci-dessus étaient confirmées dans les textes définitifs, leur adoption aurait alors comme principale conséquence dans les états financiers d'EDF la prise en compte de la modification à 2027 et 2028 de la date prévisionnelle de fermeture de deux tranches nucléaires en anticipation de leur 5e visite décennale : effet sur l'évaluation des provisions nucléaires lors du changement d'estimation et modification prospective de la durée d'amortissement des deux tranches concernées. S'agissant d'une anticipation de quelques années concernant deux tranches du parc, au vu de différents scénarios étudiés, l'effet sur les provisions nucléaires, notamment la provision pour démantèlement, pourrait alors correspondre à une augmentation de quelques dizaines de millions d'euros, par contrepartie des actifs concernés au bilan.

Par ailleurs, le gouvernement proposera les modalités d'une nouvelle régulation du nucléaire existant qui permette de garantir la protection des consommateurs contre les hausses de prix de marché au-delà de 2025 en les faisant bénéficier de l'avantage compétitif lié à l'investissement consenti dans le parc nucléaire historique, tout en donnant la capacité financière à EDF d'assurer la pérennité économique de l'outil de production pour répondre aux besoins de la PPE dans des scénarios de prix bas.

Le projet de programmation pluriannuelle de l'énergie indique par ailleurs que « le Gouvernement conduira avec la filière d'ici mi-2021 un programme de travail permettant d'instruire les questions relatives au coût du Nouveau Nucléaire et à ses avantages et inconvénients par rapport à d'autres moyens de production bas carbone, aux modèles de financement envisageables, aux modalités de portage des projets de nouveaux réacteurs et de concertation du public ainsi que les questions relatives à la gestion des déchets générés par un éventuel nouveau parc nucléaire. Sur la base de ces éléments et selon l'évolution du contexte énergétique, le Gouvernement se prononcera sur l'opportunité de lancer un programme de renouvellement des installations ».

S'agissant de la production d'électricité d'origine fossile, le projet de programmation pluriannuelle de l'énergie prévoit la fermeture des dernières centrales à charbon d'ici 2022 et de ne plus accorder d'autorisation à des nouveaux projets de centrales électriques utilisant des combustibles fossiles.

Si les dispositions mentionnées ci-dessus étaient confirmées dans les textes définitifs, leur adoption aurait alors comme principale conséquence dans les états financiers d'EDF la prise en compte de la modification prospective de la durée d'amortissement des tranches charbon exploitées par EDF en France, au Havre et à Cordemais (augmentation de la charge d'amortissement annuelle de l'ordre de 200 millions d'euros sur la période 2019-2022). EDF étudie toutefois des possibilités de reconversion de ces centrales à la biomasse. En effet, à l'issue d'une réunion organisée le 24 janvier 2019, EDF et le ministère de la Transition écologique et solidaire ont validé un programme de travail préalable à une décision sur le projet Ecocombust.

Comme l'indique le communiqué de presse d'EDF du 29 janvier 2019, ce programme de travail doit permettre de qualifier, d'ici à l'automne 2019, les essais techniques, les études d'impact sur l'environnement et le modèle économique du projet. À cette échéance, sous réserve de conclusions satisfaisantes sur les plans technique, économique et environnemental, et après avoir poursuivi les échanges avec l'État et les collectivités, EDF engagera la phase d'industrialisation pour la fabrication du combustible à partir de 2022. Le projet Ecocombust consiste à fabriquer un combustible innovant et écologique permettant le fonctionnement d'installations de chauffage ou de production électrique utilisant actuellement du charbon. Dans le cadre de la sécurisation d'approvisionnement en électricité du quart Nord-Ouest, en particulier de la Bretagne, et si les études de RTE demandées par le Gouvernement en confirmaient le besoin, le cas échéant jusqu'en 2026, une partie ou la totalité de la biomasse fabriquée pourrait être utilisée pour alimenter à 80 % les tranches actuelles pour répondre aux besoins de sécurisation du réseau électrique de l'Ouest de la France lors des heures de pointe de consommation les plus fortes.

Le projet de PPE fixe également l'objectif d'une accélération significative du rythme de développement des énergies renouvelables.

3.2 TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTES D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE (TRV-TARIFS BLEUS)

Décision du Conseil d'État du 18 mai 2018

Les décisions tarifaires de 2016 et 2017 ont fait l'objet de recours introduits devant le Conseil d'État par l'Anode (Association nationale des opérateurs détaillants en énergie) et Engie au motif que les TRV Électricité dits « Tarifs bleus », concernant les particuliers et les professionnels n'étaient pas conformes au droit européen.

Statuant sur ces recours et par décisions du 18 mai et du 3 octobre 2018, le Conseil d'État admet dans son principe la possibilité de tarifs réglementés de vente d'électricité, en reconnaissant notamment qu'ils poursuivent l'objectif d'intérêt économique général de garantir aux consommateurs un prix de l'électricité plus stable que les prix de marché. Le Conseil d'État confirme que cet objectif ne peut être atteint par une intervention étatique moins contraignante et que la réglementation des TRV qui garantit l'égal accès des entreprises d'électricité aux consommateurs n'est pas discriminatoire.

En revanche, le Conseil d'État estime la réglementation disproportionnée s'agissant de sa durée, permanente, et de son champ d'application, qui inclut à ce jour les sites des grandes entreprises dont la puissance souscrite est inférieure à 36 kVA. Ces éléments justifient l'annulation partielle des décisions tarifaires des 28 juillet 2016 et 27 juillet 2017.

La mise en œuvre de ces décisions appartient désormais au législateur, qui prépare actuellement au travers de la future loi Pacte les mesures législatives nécessaires.

Mouvements tarifaires

Depuis le 8 décembre 2015, conformément à la loi NOME (article L. 337-4, L. 337-13 du Code de l'énergie), la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE),

est en charge de transmettre aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie ses propositions motivées de TRV d'électricité. L'absence d'opposition de ces derniers dans un délai de trois mois vaut approbation.

S'agissant des mouvements tarifaires de 2018, la CRE, conformément à la loi NOME, a proposé au Gouvernement par une délibération du 11 janvier 2018 une évolution de + 0,7 % des tarifs bleus résidentiels et de + 1,6 % des tarifs bleus non résidentiels. Cette proposition, confirmée par une décision tarifaire du 31 janvier 2018, publiée au Journal officiel le 1er février 2018, a été mise en œuvre à cette date.

Le mouvement tarifaire de l'été 2018 a eu lieu également conformément à ce processus : compte tenu de l'évolution du TURPE au 1er août 2018 et en application du Code de l'énergie, la CRE a proposé dans une délibération du 12 juillet 2018 une évolution de - 0,5 % des tarifs bleus résidentiels et de + 1,1 % des tarifs bleus non résidentiels.

Par ailleurs, citant la décision du Conseil d'État du 18 mai 2018, elle a également inclus dans sa délibération du 12 juillet 2018 la mise en extinction des tarifs bleus non résidentiels pour l'ensemble des sites des grandes entreprises, en suggérant une définition à utiliser pour déterminer le périmètre des grandes entreprises, basée sur le « décret n° 2008-1354 du 18 décembre 2008 relatif aux critères permettant de déterminer la catégorie d'appartenance d'une entreprise pour les besoins de l'analyse statistique et économique ».

La proposition de la CRE dans toutes ses composantes a été confirmée par une décision tarifaire du 27 juillet 2018, publiée au Journal officiel le 31 juillet 2018, et a été mise en œuvre le 1er août 2018.

Enfin, dans une délibération du 7 février 2019, publiée le 12 février 2019, la CRE a proposé une augmentation de 7,7 % HT des tarifs bleus résidentiels et non résidentiels. La date de mise en œuvre n'est pas encore connue. Le gouvernement dispose d'un délai de trois mois pour s'y opposer.

3.3 COMMISSIONNEMENT FOURNISSEUR

À la suite de la loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017, qui a confirmé la compétence de la CRE sur le commissionnement fournisseur, la CRE a pris une nouvelle délibération le 18 janvier 2018, publiée au Journal officiel du 25 janvier 2018. Cette délibération reprend les principes qu'elle avait retenus dans sa précédente délibération du 26 octobre 2017 relatifs à la rémunération à verser par les Gestionnaires de Réseau de Distribution (GRD) aux fournisseurs pour la gestion par ces derniers des clients en contrat unique.

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 d'électricité donneront lieu à un commissionnement légèrement inférieur (4,50 € au lieu de 6,80 € par point de livraison (PDL) jusqu'au 1er août 2019), cet écart se résorbant régulièrement jusqu'à disparaître au 1er août 2022.

Pour la rémunération des charges de gestion de clientèle au titre du passé (avant le 1er janvier 2018), 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 toutefois 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.

3.4 FONDS DE PÉRÉQUATION DE L'ÉLECTRICITÉ

La CRE a publié le 22 mars 2018 ses délibérations relatives aux niveaux de dotation au titre du Fonds de Péréquation de l'Électricité (FPE) pour EDF SEI et Électricité de Mayotte au titre des années 2018 à 2021. Le niveau annuel moyen de dotation au titre du FPE pour EDF SEI, y compris le projet de comptage évolué, est de 185 millions d'euros pour la période.

3.5 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 2018, la loi de finances initiale pour 2019 prévoit au titre des charges de l'année 2019 :

- un compte d'affectation spéciale « Transition énergétique » (CAS) doté d'un montant de 7,3 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 et au paiement de l'annuité de remboursement du déficit cumulé dû à EDF ;
- un compte « Service public de l'énergie » du budget général doté d'un montant de 3,3 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, que depuis le 1er janvier 2018, les dispositifs des Tarifs de Première Nécessité (TPN électricité) et des Tarifs Spéciaux de Solidarité (gaz), ont été remplacés par le chèque-énergie, dont la charge n'est pas supportée par EDF mais est cependant budgétée par l'État dans le programme « Service Public de l'Énergie ». EDF supportera néanmoins des charges de solidarité en 2019 au titre du fond de solidarité logement ou au titre de services à destination de clients précaires.

Le financement du mécanisme de compensation des charges de service public est en 2019, 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 cokes (TICC) ainsi qu'une fraction de la taxe intérieure sur les produits énergétiques (TICPE). La loi de finances pour 2019 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 taxe 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 taxe CSPE est fixé au même niveau en 2019, qu'en 2018 à 22,5 €/MWh pour le taux plein, et entre 12 €/MWh et 0,5 €/MWh pour huit 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 seront en 2019, éligibles à compensation comme c'était déjà le cas depuis 2017, pour un montant annuel de l'ordre de 45 millions d'euros.

Par ailleurs, la loi de finance rectificative pour 2018 a ajusté à la baisse les compensations versées par l'État au titre des charges de service public en 2018 : celles-ci avaient en effet fortement diminué en raison de la hausse du prix du marché de l'électricité entre la prévision initiale de juillet 2017 pour 2018 et la reprévision de juillet 2018 pour 2018 : cela a donc mécaniquement fait diminuer l'écart entre le tarif d'obligation d'achat aux producteurs et le prix de valorisation de l'électricité sur le marché. Pour cette même raison, l'État a également ajusté à la baisse les compensations de 2018 au titre de l'écart observé entre la reprévision des charges de 2017 vu de juillet 2017 et le réalisé 2017 vu de juillet 2018.

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 2018 s'élève à 6 554 millions d'euros.

Les montants encaissés sur l'année 2018 (hors annuité de remboursement et intérêts associés), s'établissent à 6 919 millions d'euros (dont 4 610 millions d'euros au titre du Compte d'Affectation Spéciale (CAS) « Transition énergétique » et 2 309 millions d'euros au titre du budget général).

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 Dailly auprès de deux groupes de cessionnaires, cession acceptée par l'État. En conséquence, depuis le 1er janvier 2017, EDF perçoit 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.

Au cours de l'année 2018, l'État a versé à EDF 1 217 millions d'euros au titre du principal de la créance financière, dont 1 194 millions d'euros à rattacher à l'échéancier de 2018 et 23 millions d'euros, versés le 2 janvier 2018, à celui de 2017. Les 1 194 millions d'euros perçus sont conformes à l'annuité 2018 de l'échéancier de remboursement. Au 31 décembre 2018, la part de la créance financière, due à EDF, en attente de remboursement, s'élève à 2 014 millions d'euros.

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 sa délibération n° 2018-156 du 12 juillet 2018 constatant les charges de service public au titre de 2017 (6 475 millions d'euros), la nouvelle prévision des charges au titre de 2018 (6 940 millions d'euros) et la prévision des charges au titre de 2019 (7 206 millions d'euros).

3.6 MÉCANISME DE CAPACITÉ

Le mécanisme de capacité est entré en vigueur en France le 1er janvier 2017. Ce dispositif instauré par le Code de l'énergie a pour objectif de garantir la sécurité d'approvisionnement en électricité de la France.

Le 8 novembre 2016, la Commission européenne a autorisé le projet français de mécanisme de capacité sous réserve de l'introduction de contrats de certification d'une durée de 7 ans pour les nouvelles capacités, de la prise en compte des capacités étrangères et de mesures visant à empêcher toute manipulation du marché.

S'agissant de la capacité relative à l'année 2018, plusieurs sessions de marché ont été organisées par EPEX Spot en 2017 et 2018. Les volumes échangés se sont élevés à 10,96 GW en novembre 2017 pour un prix de 9,31 €/kW, 10,25 GW en décembre 2017 pour un prix de 9,38 €/kW et 1,17 GW en avril 2018 pour un prix de 9,38 €/kW (soit un prix de référence de 9,34 €/kW pour l'année 2018).

S'agissant de la capacité relative à l'année 2019, plusieurs sessions de marché ont été organisées par EPEX Spot en 2017 et 2018. Les volumes échangés et les prix associés ont été les suivants :

Date du guichet	Quantités *(en GW)*	Prix *(€/kW)*
Décembre 2017	1,22	13,00
Mars 2018	1,24	18,50
Avril 2018	2,65	18,24
Juin 2018	4,99	18,50
Septembre 2018	5,22	18,50
Octobre 2018	5,48	16,77
Décembre 2018	5,91	18,05

Suite à la session du 13 décembre 2018, la dernière avant l'année de livraison, le prix de Référence Marché pour 2019 est connu : il est de 17,37 €/kW.

En parallèle de ces enchères, il existe un marché de gré à gré.

Depuis le début, EDF participe aux enchères. Le produit de ces enchères a été intégralement reconnu en chiffre d'affaires - ventes de biens.

Le prix de la capacité est répercuté dans l'ensemble des contrats des clients du fournisseur EDF, qu'ils soient au TRV ou en offre de marché, comme dans ceux des autres fournisseurs.

3.7 CERTIFICATS D'ÉCONOMIE D'ÉNERGIE (CEE)

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'économie d'énergie s'étendant du 1er 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 deux fois le coût actuel de l'obligation classique.

En 2018, EDF a fortement augmenté sa production de Certificats d'Économie d'Énergie par rapport à 2017 et va chercher à l'amplifier encore 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.

3.8 ARENH

La souscription ARENH pour l'année 2018 s'est élevée à 96,3 TWh dont 87,1 TWh au titre de la fourniture des consommateurs finals et 9,2 TWh au titre de la fourniture des pertes aux gestionnaires de réseaux.

Ces souscriptions sont intervenues dans un contexte où, dès début septembre 2017, compte tenu des prix à terme du ruban 2018, l'ARENH (qui inclut dans les 42 €/MWh les garanties de capacité) était compétitive.

Lors du guichet ARENH de novembre 2018, la demande des fournisseurs alternatifs, qui s'est élevée à 132,98 TWh hors filiales EDF, ayant dépassé le plafond légal, EDF livrera 100 TWh en 2019 au titre de l'ARENH pour les besoins des clients finals de ses concurrents. Les souscriptions au titre des pertes réseau s'élèvent à 20,4 TWh.

Par délibération n° 2018-222 du 25 octobre 2018, la Commission de Régulation de l'Énergie a fixé, en application des dispositions du Code de l'énergie, la méthode de répartition des volumes d'ARENH en cas de demande exprimée supérieure au plafond législatif. Cette décision dispose notamment qu'en cas de dépassement du plafond d'ARENH au guichet de novembre 2018, d'une part, l'écrêtement ne s'appliquera qu'aux nouvelles demandes d'ARENH formulées lors de ce guichet et, d'autre part, les filiales contrôlées par EDF seront écrêtées intégralement (à l'exception des distributeurs qui ne le sont pas) pour les volumes conduisant à un dépassement du plafond. Elle prévoit enfin que lesdites filiales pourront conclure avec la société mère des contrats répliquant le dispositif de l'ARENH ainsi que les conditions d'approvisionnement, notamment le taux d'écrêtement des fournisseurs alternatifs. Lorsqu'il est mis en œuvre, ce mécanisme de l'écrêtement conduit à renforcer le poids de la référence aux prix de marché dans la détermination des tarifs réglementés de vente (TRV) et, toutes choses étant égales par ailleurs, à en renchérir la composante énergie.

COMPTE DE RÉSULTAT

NOTE 4 CHIFFRE D'AFFAIRES

Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2018	2017
Ventes d'énergie [1]	42 630	40 131
Ventes de services et divers	2 244	2 240
CHIFFRE D'AFFAIRES	**44 874**	**42 371**

(1) Y compris la part acheminement des ventes d'électricité et de gaz.

La hausse du chiffre d'affaires observée en 2018 est principalement liée à une augmentation des ventes sur les marchés, conséquence d'une forte hausse de la production nucléaire (+ 14,1 TWh), au regard d'une année 2017 fortement pénalisée notamment par plusieurs arrêts de réacteurs, et de la production hydraulique (+ 9,2 TWh en net). Elle s'explique également par une évolution positive de la revente des obligations d'achats notamment du fait d'un fort effet volume, des effets prix favorables sur les offres de marché, et par l'augmentation de la composante CEE dans les offres en lien avec l'augmentation du coût de l'obligation.

NOTE 5 SUBVENTIONS D'EXPLOITATION

(en millions d'euros)	2018	2017
SUBVENTIONS D'EXPLOITATION REÇUES	**6 566**	**6 558**

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 6 554 millions d'euros en 2018 (6 547 millions d'euros en 2017). La stabilité 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 et par l'impact de la suppression des dispositifs des Tarifs de Première Nécessité (TPN électricité) et des Tarifs Spéciaux de Solidarité (gaz), remplacés par le chèque-énergie, dont la charge n'est pas supportée par EDF.

NOTE 6 REPRISES SUR AMORTISSEMENTS, DÉPRÉCIATIONS ET PROVISIONS D'EXPLOITATION

(en millions d'euros)	2018	2017
Reprises sur provisions pour risques	**174**	**382**
Pensions et obligations assimilées	954	998
Gestion du combustible nucléaire usé	986	851
Gestion à long terme des déchets radioactifs	260	236
Déconstruction des centrales nucléaires	138	131
Déconstruction des centrales thermiques classiques et hydrauliques	35	49
Autres provisions pour charges	113	122
Reprises sur provisions pour charges	**2 486**	**2 387**
Reprises sur dépréciations	**336**	**462**
TOTAL REPRISES SUR AMORTISSEMENTS, DÉPRÉCIATIONS ET PROVISIONS D'EXPLOITATION	**2 996**	**3 231**

NOTE 7 AUTRES PRODUITS D'EXPLOITATION ET TRANSFERTS DE CHARGES

(en millions d'euros)	2018	2017
Autres produits d'exploitation	743	740
Transferts de charges	107	83
TOTAL AUTRES PRODUITS D'EXPLOITATION ET TRANSFERTS DE CHARGES	**850**	**823**

NOTE 8 CONSOMMATIONS DE L'EXERCICE EN PROVENANCE DE TIERS

(en millions d'euros)	2018	2017
Achats consommés de combustibles [1]	3 172	3 186
Achats d'énergie [2]	17 057	15 870
Achats de services et autres achats consommés de biens [3]	17 181	17 667
TOTAL CONSOMMATIONS DE L'EXERCICE EN PROVENANCE DE TIERS	**37 410**	**36 723**

(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 obligations d'achats d'électricité sont incluses dans ces achats. La hausse des achats d'énergie s'explique notamment par la hausse des obligations d'achats et des achats de gaz partiellement compensés par la diminution des achats sur les marchés dans un contexte d'augmentation de la production nucléaire et hydraulique.

(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 126 millions d'euros en 2018.

NOTE 9 IMPÔTS, TAXES ET VERSEMENTS ASSIMILÉS

Les différentes composantes constituant les impôts et taxes sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2018	2017
Impôts et taxes sur rémunérations	180	174
Impôts et taxes liés à l'énergie	1 240	1 249
Contribution Économique Territoriale	505	417
Taxes foncières	433	413
Autres impôts et taxes	304	314
TOTAL IMPÔTS ET TAXES	**2 662**	**2 567**

NOTE 10 CHARGES DE PERSONNEL

(en millions d'euros)	2018	2017
Salaires et traitements	3 711	3 831
Charges sociales	2 854	2 923
TOTAL CHARGES DE PERSONNEL	**6 565**	**6 754**

La baisse des charges de personnel est principalement liée à la diminution des effectifs.

	2018			2017
	Cadres	Non-cadres	Total	Total
Statut IEG	27 388	33 371	60 759	62 493
Autres	1 879	2 289	4 168	4 084
TOTAL EFFECTIFS MOYENS	**29 267**	**35 660**	**64 927**	**66 577**

Les effectifs moyens sont présentés en équivalent temps plein.

NOTE 11 DOTATIONS D'EXPLOITATION

11.1 DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS

(en millions d'euros)	2018	2017
Sur immobilisations incorporelles	235	216
Sur immobilisations corporelles :		
■ du domaine propre (1)	2 991	2 864
■ du domaine concédé (2)	272	260
Dotations aux amortissements des immobilisations	**3 498**	**3 340**
Autres dotations aux amortissements	**33**	**26**
TOTAL DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS	**3 531**	**3 366**

(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)	2018	2017
Provisions pour risques (1)	**1 125**	**78**
Pensions et obligations assimilées	832	889
Gestion du combustible nucléaire usé	488	443
Gestion à long terme des déchets radioactifs	48	118
Déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs	52	2
Déconstruction des centrales thermiques classiques et hydrauliques	22	19
Autres provisions	120	160
Provisions pour charges	**1 562**	**1 631**
Dépréciations	**253**	**366**
TOTAL DOTATIONS AUX PROVISIONS ET DÉPRÉCIATIONS	**2 940**	**2 075**

(1) La dotation au 31 décembre 2018 porte principalement sur des contrats d'approvisionnement et de ventes dont 737 millions d'euros au titre du contrat long terme avec Dunkerque LNG (voir note 2.1 et note 27).

NOTE 12 AUTRES CHARGES D'EXPLOITATION

Les autres charges d'exploitation s'élèvent à 1 743 millions d'euros en 2018 (1 644 millions d'euros en 2017) et comprennent notamment les pertes sur créances irrécouvrables, les redevances de logiciels, les coûts relatifs aux Certificats d'Économies d'Énergie (CEE) utilisés ou consommés sur l'exercice ainsi que la valeur nette comptable des immobilisations démolies ou mises au rebut. L'évolution des autres charges d'exploitation sur l'année 2018 s'explique principalement par le renchérissement des coûts liés aux CEE.

NOTE 13 RÉSULTAT FINANCIER

(en millions d'euros)	2018	2017
Produits financiers de participations [1]	2 804	1 828
Produits des autres valeurs mobilières et créances de l'actif immobilisé [2]	607	496
Charges et produits d'intérêts et assimilés [3]	(948)	(1 325)
Reprises sur dépréciations et transferts de charges [4]	315	948
Résultat de change	**(330)**	**(172)**
■ Gains de change réalisés	1 239	2 256
■ Pertes de change réalisées	(1 569)	(2 428)
Résultat de cession des valeurs mobilières de placement	**(135)**	**(140)**
■ Produits sur cessions des valeurs mobilières de placement	7	18
■ Pertes sur cessions des valeurs mobilières de placement	(142)	(158)
Dotations financières aux amortissements et provisions [5] dont :	**(4 069)**	**(2 623)**
■ Charge d'actualisation avantages au personnel	(574)	(585)
■ Charge d'actualisation provisions nucléaires	(2 365)	(1 881)
■ Provision sur TIAP actifs dédiés [6]	(618)	(28)
RÉSULTAT FINANCIER	**(1 756)**	**(988)**

(1) La variation des dividendes reçus concerne principalement :
- *Enedis (513 millions d'euros en 2018 et 659 millions d'euros en 2017) ;*
- *C3 holding détenant EDF Investissements Groupe (116 millions d'euros en 2018 et 334 millions d'euros en 2017) ;*
- *EDF International (200 millions d'euros en 2017 sans équivalent en 2018) ;*
- *EDF Holding (société détenant EDF Trading) (581 millions d'euros en 2018 sans équivalent en 2017) ;*
- *PEI (92 millions d'euros en 2018 et 101 millions d'euros en 2017) ;*
- *EDF Immo (130 millions d'euros en 2018 et 234 millions d'euros en 2017) ;*
- *CTE (157 millions d'euros en 2018 et 60 millions d'euros en 2017) ;*
- *EDEV (926 millions d'euros en 2018 (dont 740 millions d'euros suite à la cession de Dunkerque LNG – voir note 2.1) et 123 millions d'euros en 2017) ;*
- *Dalkia (90 millions d'euros en 2018 et 13 millions d'euros en 2017).*

(2) En 2018, ce poste intègre un produit de 46 millions d'euros (64 millions d'euros en 2017) 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 456 millions d'euros.

(4) La variation s'explique principalement par une reprise de provision pour pertes de change latentes au titre des emprunts perpétuels et des emprunts long terme émis par EDF pour un montant de 524 millions d'euros comptabilisé au 31 décembre 2017 sans équivalent en 2018 (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 (484) millions d'euros.
En 2018, la charge d'actualisation sur les provisions nucléaires augmente sous l'effet d'une baisse du taux d'actualisation réel plus importante que sur la période comparée 2017 versus 2016 (2,4 % au 31 décembre 2018, 2,6 % au 31 décembre 2017 et 2,7 % au 31 décembre 2016).

(6) La variation s'explique principalement par une évolution défavorable des marchés financiers en 2018.

NOTE 14 RÉSULTAT EXCEPTIONNEL

Au 31 décembre 2018, le résultat exceptionnel représente un produit net de 939 millions d'euros dont les principaux éléments sont :

- des plus-values nettes de 846 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 65 millions d'euros.

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 débouclement de l'opération RTE ;
- 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.

NOTE 15 IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

15.1 GROUPE FISCAL

Depuis le 1er 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 2018 comprend 234 filiales dont notamment : Enedis, EDF International, EDF Renouvelables et Dalkia.

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.

La société intégrante EDF enregistre un produit d'impôt de 756 millions d'euros au titre de l'exercice 2018.

Ce produit se décompose comme suit :

- un produit de 955 millions d'euros au titre du résultat courant déficitaire 2018 ;
- une charge de 235 millions d'euros au titre du résultat exceptionnel ;
- un produit de 36 millions d'euros au titre des retraitements liés à l'intégration fiscale.

15.3 CRÉDIT IMPÔT COMPÉTITIVITÉ EMPLOI (CICE)

Les sommes perçues en 2018 au titre du CICE 2017 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)	31/12/2018	31/12/2017	Variation
1. Différences temporaires générant un actif d'impôt			
■ Provisions non déductibles (1)	(15 385)	(13 925)	(1 460)
■ Instruments financiers et écarts de conversion	(1 067)	43	(1 110)
■ Autres	(404)	(312)	(92)
TOTAL ACTIF D'IMPÔT - TAUX DE DROIT COMMUN	**(16 856)**	**(14 194)**	**(2 662)**
2. Différences temporaires générant un passif d'impôt			
■ Instruments financiers et écarts de conversion	3 758	19	3 739
■ Autres	2 149	1 926	223
TOTAL PASSIF D'IMPÔT - TAUX DE DROIT COMMUN	**5 907**	**1 945**	**3 962**
■ Plus-value en sursis d'imposition	-	-	-
■ Provisions pour dépréciation taxables au taux de 15 %	-	(8)	8
TOTAL ACTIF D'IMPÔT - TAUX RÉDUIT	**-**	**(8)**	**8**
SITUATION FISCALE DIFFÉRÉE (EN BASE)	**(10 949)**	**(12 257)**	**1 308**
Créance future d'impôt au taux de droit commun (2)	3 099	3 338	(239)
Créance future d'impôt au taux réduit	-	1	(1)

(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

(en millions d'euros)	Valeurs brutes au 31/12/2017	Augmentations	Diminutions	Valeurs brutes au 31/12/2018
Logiciels	1 586	303	57	1 832
Autres	247	22	10	259
Immobilisations incorporelles	**1 833**	**325**	**67**	**2 091**
Terrains	119	3	11	111
Constructions et agencements de terrains	10 600	346	71	10 875
Tranches de production nucléaire	56 106	3 322	1 050	58 378
Matériel et outillage industriel hors réseau	13 091	376	231	13 236
Réseau du domaine propre	1 027	26	1	1 052
Autres immobilisations corporelles	1 590	151	67	1 674
Immobilisations corporelles du domaine propre	**82 533**	**4 224**	**1 431**	**85 326**
Terrains	40	7	-	47
Constructions et agencements de terrains	10 032	139	5	10 166
Matériel et outillage industriel hors réseau	1 570	57	15	1 612
Réseau du domaine concédé	2 753	127	14	2 866
Autres immobilisations corporelles	20	-	-	20
Immobilisations corporelles du domaine concédé (1)	**14 415**	**330**	**34**	**14 711**
Immobilisations corporelles (2)	16 132	5 396	4 263	17 265
Immobilisations incorporelles (2)	707	405	336	776
Avances et acomptes versés sur commandes	3 004	69	-	3 073
Immobilisations en cours	**19 843**	**5 870**	**4 599**	**21 114**
TOTAL IMMOBILISATIONS INCORPORELLES ET CORPORELLES (3)	**118 624**	**10 749**	**6 131**	**123 242**

(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. Les immobilisations incorporelles en cours intègrent les études en cours dans le cadre du projet EPR 2 pour 281 millions d'euros.

*(3) Le montant immobilisé du projet Flamanville 3 dans les états financiers au 31 décembre 2018 de 10 552 millions d'euros * (soit 10 312 millions d'euros en immobilisations en cours et 241 millions d'euros en immobilisations mises en service) intègre, en sus du coût de construction, un stock de pièces détachées et des montants immobilisés au titre des projets connexes (notamment Visite Complète n° 1, Aménagement Zone Nord) à hauteur de 328 millions d'euros, ainsi que des frais de pré-exploitation et d'autres actifs corporels liés au projet pour 520 millions d'euros ; soit un coût cumulé en valeur historique de 9 704 millions d'euros. Le montant des amortissements au 31 décembre 2018 au titre des immobilisations mises en service, s'élève à 50 millions d'euros.*

* *Pas de capitalisation des intérêts dans les comptes sociaux.*

NOTE 17 AMORTISSEMENTS ET DÉPRÉCIATIONS DES IMMOBILISATIONS INCORPORELLES ET CORPORELLES

(en millions d'euros)	Montants cumulés au 31/12/2017	Augmentations	Diminutions	Montants cumulés au 31/12/2018
Logiciels	772	229	51	950
Autres	128	6	10	124
Immobilisations incorporelles	**900**	**235**	**61**	**1 074**
Terrains et constructions	7 142	255	59	7 338
Tranches de production nucléaire	39 414	2 303	1 338	40 379
Matériel et outillage industriel hors réseau	8 448	419	226	8 641
Réseau du domaine propre	474	28	-	502
Autres immobilisations corporelles	989	136	64	1 061
Immobilisations corporelles du domaine propre	**56 467**	**3 141**	**1 687**	**57 921**
Terrains et constructions	6 342	142	5	6 479
Matériel et outillage industriel hors réseau	1 052	29	15	1 066
Réseau du domaine concédé	1 140	73	13	1 200
Autres immobilisations corporelles	10	-	-	10
Immobilisations corporelles du domaine concédé	**8 544**	**244**	**33**	**8 755**
Immobilisations corporelles en cours	**188**	**29**	**40**	**177**
TOTAL AMORTISSEMENTS ET DÉPRÉCIATIONS	**66 099**	**3 649**	**1 821**	**67 927**

17.1 TEST DE PERTE DE VALEUR DES ACTIFS

La gestion intégrée et l'interdépendance des différents moyens de production (nucléaires, thermiques et hydrauliques) constitutifs du parc, indépendamment de leurs capacités techniques maximales, ont conduit EDF à le considérer sous la forme d'une seule et unique UGT.

Même en l'absence d'indicateur de perte de valeur, un test est réalisé du fait de la valeur très significative de cette UGT dans les états financiers, et de son exposition importante aux prix de marché, depuis la disparition des tarifs réglementés dit « jaune » et « vert » au 1er janvier 2016.

La valeur recouvrable du parc de production est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie selon la méthodologie usuelle, décrite en note 1.6, sur la durée de vie des actifs, avec un CMPC après impôt de 5,2 % au 31 décembre 2018. S'agissant des actifs nucléaires, EDF retient l'hypothèse, dans sa valorisation de base, d'une prolongation à 50 ans de la durée de vie des centrales en exploitation (à l'exception de Fessenheim), en cohérence avec sa stratégie industrielle. La capacité nucléaire reste par ailleurs plafonnée dans le test à 63,2 gigawatts conformément à la loi de transition énergétique.

Une hypothèse de rémunération de capacité stable de 10 euros du kilowatt est prise en compte sur l'horizon de long terme, en cohérence avec l'analyse des fondamentaux du système retenue dans le cadre du scénario de référence. La moyenne des enchères réalisées en 2018 s'élève à 18 euros du kilowatt.

Le test de dépréciation ainsi réalisé conduit à constater un excédent significatif entre la valeur recouvrable et la valeur comptable du parc de production, conforté par la hausse des prix de l'électricité sur l'horizon de marché et par la mise en œuvre des plans d'économies. La marge du test est un peu en retrait par rapport à celui réalisé au 31 décembre 2017, principalement du fait de scénarios de prix à long terme plus bas, et dans la mesure où sur le court terme, l'ARENH ne permet pas de capter toute la valeur en lien avec l'augmentation des prix *forwards*.

Les hypothèses structurantes du test sont en particulier la durée de vie des actifs nucléaires, le scénario de prix à long terme, ainsi que le taux d'actualisation, l'évolution des coûts et des investissements et 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. Le test réalisé au 31 décembre 2018 intègre également en sensibilité les propositions de fermetures anticipées de certaines tranches nucléaires telles qu'inscrites dans le projet de programmation pluriannuelle de l'énergie, sans modification des conclusions du test.

NOTE 18 IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES

18.1 VARIATIONS DES IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES

(en millions d'euros)	Montants cumulés au 31/12/2018	Montants cumulés au 31/12/2017
Participations [1]	59 207	58 594
Créances rattachées aux participations	51	55
Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP) [2]	20 790	17 875
Autres titres immobilisés	286	269
Créance CSPE [3]	2 060	3 294
Prêts aux filiales et autres immobilisations financières [4]	10 485	9 095
TOTAL VALEUR BRUTE DES IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES	**92 879**	**89 182**
Dépréciations des participations et créances rattachées	(307)	(204)
Dépréciations des TIAP et autres titres immobilisés	(716)	(55)
TOTAL DÉPRÉCIATIONS	**(1 023)**	**(259)**
TOTAL VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES	**91 856**	**88 923**

(1) La variation des participations correspond pour l'essentiel à :
- une valorisation complémentaire des titres Framatome pour un montant de 94 millions d'euros. Au 31 décembre 2018, les titres de participation Framatome à hauteur de 75,5 % du capital sont valorisés pour un montant de 1 988 millions d'euros, y compris frais d'acquisition.
- des prises de participation effectuées par EDF Invest (voir note 38.2.5) :
. la souscription à l'augmentation de capital d'EDF Nam Theun Holding détenant un barrage hydraulique au Laos pour un montant de 437 millions d'euros ;
. la souscription à l'augmentation de capital de C45 détenant des parcs éoliens au Royaume-Uni pour un montant de 99 millions d'euros.
(2) Les mouvements sur le portefeuille de TIAP correspondent notamment à des acquisitions et des cessions d'actifs dédiés sur la période qui génèrent des plus-values nettes de 846 millions d'euros sur l'exercice 2018 (voir note 14). Ces plus-values nettes sont réinvesties dans le portefeuille des actifs dédiés.
(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 2018 s'élèvent à 1 281 millions d'euros y compris intérêts (954 millions d'euros en 2017) (voir note 3.5), et sont conformes à l'échéancier de remboursement.
(4) L'en cours des prêts aux filiales au 31 décembre 2018 est de 10 426 millions d'euros, dont 6 404 millions d'euros pour EDF International, 1 325 millions d'euros pour Dalkia, 1 063 millions d'euros pour EDF Renouvelables, 788 millions d'euros pour PEI et 502 millions d'euros pour Enedis.

18.2 FILIALES ET PARTICIPATIONS DÉTENUES À PLUS DE 50 %

(en millions d'euros)	Valeurs brutes comptables des titres détenus	Dépréciations 31/12/2018	% du capital détenu	Capitaux propres 2017	Résultats de l'exercice 2017	Dividendes reçus en 2018	Chiffres d'affaires 2017
I. Filiales							
■ **Sociétés Holding**							
EDEV	6 891	-	100	6 431	123	926	-
EDF International	25 930	-	100	19 273	(701)	-	1
EDF Production Électrique Insulaire SAS	561	-	100	912	118	92	722
EDF Holding SAS	1 950	-	100	2 080	ns	581	-
Société C3	11 196	-	100	11 434	122	116	-
EDF Immo	1 361	-	100	1 530	137	130	-
EDF Group Support Services	ns	-	100	ns	ns	-	143
CTE	2 705	-	50,1	5 440	203	157	-
C45	99	-	-	-	-	-	-
EDF Nam Theun Holding	437	-	-	-	-	-	-
Autres	1 935	37	100	1 987	62	177	5
■ **Sociétés industrielles et commerciales**							
En France							
Centrale Électrique Rhénane de Gambsheim	3	-	50	10	-	-	5
Dalkia Investissement	200	77	100	177	24	90	ns
Dalkia France	967	-	100	541	(40)	ns	2 102
Enedis	2 700	-	100	5 077	609	513	14 083
Framatome	1 988	-	75,5	2 391	1	-	-
Edvance	12	-	80	(6)	(6)	-	10
À l'étranger							
Emosson	14	14	50	120	-	-	30
Rheinkraftwerk Iffezheim (RKI)	3	-	50	105	3	-	16
Forces Motrices du Chatelôt	ns	-	50	8	ns	ns	4
■ **Autres (GIE EIFER)**	124	121	-	-	-	-	-
TOTAL I	**59 076**	**249**				**2 782**	

ns : non significatif (inférieur à 500 000 euros).
CTE : 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	Dépréciations 31/12/2018	% du capital détenu	Capitaux propres 2017	Résultats de l'exercice 2017	Dividendes reçus en 2018
I. Filiales						
Total I Report des filiales	**59 076**	**249**				**2 782**
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	58	35	289	23	6
Total II.1	**130**	**58**				**6**
II.2 Dont la quote-part détenue par EDF est inférieure à 10 % dont :						
Autres	-	-	-	-	-	-
À l'étranger						
Forces Motrices de Mauvoisin	1	-	10	102	5	ns
Total II.2	**1**	**-**				**-**
Total II	**131**	**58**				**6**
Total brut des filiales et participations	**59 207**	**307**				**2 788**
TOTAL NET DES FILIALES ET PARTICIPATIONS	**58 900**					

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		
(en millions d'euros)	Valeur comptable brute	Valeur comptable nette	Juste valeur	Valeur comptable brute	Valeur comptable nette	Juste valeur
VALEUR DU PORTEFEUILLE DE TIAP	**17 875**	**17 825**	**19 717**	**20 790**	**20 136**	**20 830**

La valeur des TIAP regroupe, au 31 décembre 2018, pour 20 136 millions d'euros d'actifs dédiés.

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).

(en millions d'euros)	Valeur brute au 31/12/2017	Augmentation	Diminution	Valeur brute au 31/12/2018
ACTIONS PROPRES	**37**	**200**	**(184)**	**53**

Le nombre d'actions propres comptabilisées dans la rubrique « Titres immobilisés » et détenues au 31 décembre 2018 s'élève à 3 677 425 actions pour une valeur de 53 millions d'euros.

18.6 CRÉANCES DE L'ACTIF IMMOBILISÉ

	Degré d'exigibilité			Montants bruts au 31/12/2018	Montants bruts au 31/12/2017
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		
Créances rattachées à des participations	2	-	49	51	55
Créance CSPE	1 400	660	-	2 060	3 294
Prêts aux filiales et autres immobilisations financières	1 143	7 657	1 685	10 485	9 095
CRÉANCES DE L'ACTIF IMMOBILISÉ	**2 545**	**8 317**	**1 734**	**12 596**	**12 444**

NOTE 19 STOCKS ET EN-COURS

(en millions d'euros)	31/12/2018 Valeurs brutes	31/12/2018 Provisions	31/12/2018 Valeurs nettes	31/12/2017 Valeurs brutes	31/12/2017 Provisions	31/12/2017 Valeurs nettes
Combustible nucléaire	8 486	(6)	8 480	8 693	(15)	8 678
Autres matières premières	139	-	139	123	-	123
Autres approvisionnements	1 438	(183)	1 255	1 186	(179)	1 007
En-cours de production et autres stocks	33	-	33	161	-	161
TOTAL STOCKS	**10 096**	**(189)**	**9 907**	**10 163**	**(194)**	**9 969**

NOTE 20 CRÉANCES DE L'ACTIF CIRCULANT

(en millions d'euros)	Degré d'exigibilité < 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Montants bruts au 31/12/2018	Montants bruts au 31/12/2017
Avances et acomptes versés sur commandes	**350**	**93**	**247**	**690**	**786**
■ Créances clients et comptes rattachés :					
Factures établies	2 064	-	-	2 064	2 524
Factures à établir [1]	13 354	-	-	13 354	12 972
■ Autres créances d'exploitation [2]	5 474	24	178	5 676	5 749
Créances d'exploitation	**20 892**	**24**	**178**	**21 094**	**21 245**
Instruments de trésorerie [3]	**773**	**603**	**1 229**	**2 605**	**2 096**
Charges constatées d'avance	**692**	**315**	**442**	**1 449**	**1 358**
TOTAL CRÉANCES DE L'ACTIF CIRCULANT	**22 707**	**1 035**	**2 096**	**25 838**	**25 485**

(1) Elles concernent principalement les créances relatives à l'énergie livrée non facturée au titre de 2018.
(2) Elles comprennent 4 192 millions d'euros de créances sur l'État au titre des impôts et taxes et 783 millions d'euros de créance au titre de la compensation des charges de service public de l'énergie (1 140 millions d'euros en 2017). 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)	31/12/2018	31/12/2017	Variation de l'exercice
Actions propres	3	3	-
OPCVM	2 868	2 650	218
TCN court terme en euros et en devises inférieurs à 3 mois	175	-	175
TCN court terme en euros et en devises supérieurs à 3 mois	3 468	3 093	375
Obligations	7 969	7 179	790
Intérêts courus et autres valeurs mobilières de placement	2 430	1 613	817
Total valeur brute	**16 913**	**14 538**	**2 375**
Dépréciations	**(52)**	**(11)**	**(41)**
TOTAL VALEUR NETTE	**16 861**	**14 527**	**2 334**

NOTE 22 RÉCONCILIATION DE LA TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE PRÉSENTÉE DANS LE TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017	Variation
Valeurs mobilières de placement	16 913	14 538	2 375
Disponibilités	4 619	5 110	(491)
Sous-total à l'actif du bilan	**21 532**	**19 648**	**1 884**
OPCVM en euros	(2 868)	(2 650)	(218)
TCN en euros supérieurs à 3 mois	(2 202)	(2 125)	(77)
TCN en devises inférieurs à 3 mois	(175)	-	(175)
TCN en devises supérieurs à 3 mois	(1 266)	(968)	(298)
Obligations	(7 969)	(7 179)	(790)
Actions propres	(3)	(3)	-
Intérêts courus et autres valeurs mobilières de placement	(2 430)	(1 613)	(817)
Valeurs mobilières de placement incluses dans les actifs financiers du tableau de flux de trésorerie	**(16 913)**	**(14 538)**	**(2 375)**
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	(6 182)	(7 985)	1 803
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture du tableau de flux de trésorerie *	**(1 563)**	**(2 875)**	**1 312**
Élimination de l'incidence des variations de change			13
Élimination des produits financiers sur disponibilités et équivalents et autres			(52)
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET DES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE DU TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE *			**1 273**

* *Voir tableau de flux de trésorerie.*

En 2018, les positions de trésorerie de l'ensemble des filiales dans le tableau de flux de trésorerie, sont désormais classées selon l'appréciation de critères d'autonomie.

Une entité est considérée comme non autonome lorsqu'elle a une activité de holding, réalise un chiffre d'affaires majoritairement avec les entités du groupe EDF ou n'a pas la qualité d'employeur.

Sont notamment qualifiées de non autonomes, les filiales C2, C3, EDF Holding et EDF International, et d'autonomes les filiales Enedis, PEI, Sofilo et GGF.

Dans le tableau de flux de trésorerie, les positions de trésorerie des filiales autonomes, sont désormais présentées en diminution de la « Trésorerie et équivalents de trésorerie ». Les positions de trésorerie concernant les filiales dites non autonomes font quant à elles parties intégrantes des rubriques de la variation du besoin en fonds de roulement.

NOTE 23 ÉCARTS DE CONVERSION-ACTIF

Les écarts de conversion-actif présentent au 31 décembre 2018 une perte latente de change de 767 millions d'euros liée principalement aux effets de l'évolution du dollar américain et de la livre sterling (572 millions d'euros au 31 décembre 2017).

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 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**
Affectation du résultat 2017	-	41	973	(1 014)	-	-	-
Résultat 2018	-	-	-	1 591	-	-	1 591
Augmentation de capital au 19/06/2018	41	806	-	-	-	-	847
Distribution de dividendes	-	-	1	(910)	-	-	(909)
Acompte sur dividendes	-	-	(451)	-	-	-	(451)
Autres variations	-	(4)	1	-	3	(42)	(42)
SITUATION AU 31 DÉCEMBRE 2018	**1 505**	**19 494**	**6 900**	**1 591**	**166**	**6 056**	**35 712**

(1) Impact de la mise en place de la comptabilité de couverture au titre du règlement ANC 2015-05.

24.1 CAPITAL SOCIAL

Au 31 décembre 2018, le capital social s'élève à 1 505 133 838 euros, composé de 3 010 267 676 actions entièrement souscrites et libérées, d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune et détenues à 83,67 % par l'État, 15,06 % par le public (institutionnels et particuliers), 1,15 % par les salariés et anciens salariés du Groupe et 0,12 % d'actions autodétenues.

En juin 2018, le paiement en actions d'une partie du solde sur dividendes au titre de l'exercice 2017 s'est traduit par une augmentation du capital social de 41 millions d'euros et une prime d'émission de 806 millions d'euros, suite à l'émission de 82 828 872 actions nouvelles. Les formalités liées à cette opération ont été finalisées en juin 2018.

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 15 mai 2018 a voté le montant du dividende ordinaire pour l'exercice 2017 à 0,46 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 0,506 euro par action.

Compte tenu de l'acompte sur dividende de 0,15 euro par action mis en paiement en actions nouvelles ou en numéraire le 11 décembre 2017, le solde du dividende distribué 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. Le solde du dividende a été mis en paiement le 19 juin 2018.

L'État a opté pour le versement du solde du 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 du solde sur dividendes en actions au titre de l'exercice 2017 s'élève à 60 millions d'euros.

Le 6 novembre 2018, 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 2018, mis en paiement exclusivement en numéraire le 10 décembre 2018 pour un montant de 451 millions d'euros.

NOTE 25 AUTRES FONDS PROPRES

Au 31 décembre 2018, 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 5 223 millions d'euros et 3 635 millions d'euros (nette des primes de remboursement) et déduction faite du rachat réalisé le 3 octobre 2018 ainsi que des titres émis en 2018 pour 1 250 millions d'euros (voir notes 2.3 et 2.4).

Compte tenu de l'ajustement lié aux variations de change, de l'amortissement de la prime de remboursement au titre de l'exercice ainsi que des opérations énoncées précédemment, les autres fonds propres présentent un solde de 10 620 millions d'euros à fin décembre 2018.

La rémunération aux porteurs des titres subordonnés à durée indéterminée, s'élève à 551 millions d'euros au 31 décembre 2018 (551 millions d'euros au 31 décembre 2017). Cette charge est comptabilisée en « charges et produits d'intérêts et assimilés » (voir note 13).

TITRES SUBORDONNÉS À DURÉE INDÉTERMINÉE (EN MILLIONS DE DEVISES) :

Date d'émission	Montant du nominal	Devise	Option de remboursement	Taux
01/2013	338	EUR	7 ans	4,25 %
01/2013	1 250	EUR	12 ans	5,38 %
01/2013	1 250	GBP	13 ans	6,00 %
01/2013	3 000	USD	10 ans	5,25 %
01/2014	1 500	USD	10 ans	5,63 %
01/2014	662	EUR	8 ans	4,13 %
01/2014	1 000	EUR	12 ans	5,00 %
01/2014	750	GBP	15 ans	5,88 %
10/2018	1 250	EUR	6 ans	4,00 %

NOTE 26 PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
Contre-valeur des biens	108	107
Écarts de réévaluation	840	860
Amortissement de caducité	240	198
Concessions des forces hydrauliques	**1 188**	**1 165**
Contre-valeur des biens	1 746	1 695
Financement du concessionnaire non amorti	(1 073)	(1 026)
Amortissement du financement du concédant	332	319
Participations reçues sur immobilisations en cours du domaine concédé	6	6
Concessions de distribution publique (1)	**1 011**	**994**
PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS	**2 199**	**2 159**

(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

		Dotations		Reprises				
(en millions d'euros)	31/12/2017	Exploitation (1)	Financières (2)	Suite à utilisation	Provision sans objet	Financières	Autres	31/12/2018
Provisions pour pertes de change	572	-	215	-	-	(20)	-	767
Provisions pour contrats déficitaires	510	900	14	(89)	(39)	-	150	1 446
Autres provisions pour risques	302	225	-	(9)	(37)	-	(150)	331
TOTAL PROVISIONS POUR RISQUES	**1 384**	**1 125**	**229**	**(98)**	**(76)**	**(20)**	**-**	**2 544**

(1) La dotation aux provisions pour contrats déficitaires est principalement liée au contrat long terme avec Dunkerque LNG pour 737 millions d'euros (voir note 2.1).
(2) La dotation aux provisions pour pertes de change concerne principalement les emprunts perpétuels pour 178 millions d'euros. Au 31 décembre 2017, une reprise de provision pour perte de change sur les emprunts perpétuels et emprunts long terme émis pour 524 millions d'euros avait été comptabilisée (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 :

- 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.

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

		Dotations		Reprises		Autres mouvements [2]	
(en millions d'euros)	31/12/2017	Exploitation	Financières [1]	Suite à utilisation	Provision sans objet		31/12/2018
Provisions pour gestion du combustible usé	10 786	488	651	(784)	(202)	(241)	10 698
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	726	10	43	(29)	-	1	751
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	8 814	38	826	(231)	-	399	9 846
Provisions pour aval du cycle nucléaire	**20 326**	**536**	**1 520**	**(1 044)**	**(202)**	**159**	**21 295**
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	14 920	52	752	(138)	-	399	15 985
Provisions pour derniers cœurs	2 387	-	97	-	-	42	2 526
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	**17 307**	**52**	**849**	**(138)**	**-**	**441**	**18 511**
TOTAL PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	**37 633**	**588**	**2 369**	**(1 182)**	**(202)**	**600**	**39 806**

(1) L'effet d'actualisation comprend la charge de désactualisation pour 1 534 millions d'euros et les effets de la variation du taux d'actualisation réel en 2018 comptabilisés en compte de résultat pour les provisions non adossées à des actifs pour 835 millions d'euros (charges financières de désactualisation).

(2) Les autres mouvements comprennent notamment :
- le reclassement de la provision couvrant l'entreposage des déchets issus du traitement des combustibles usés en provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs pour un montant de 298 millions d'euros ;
- les effets du changement de taux d'actualisation réel au 31 décembre 2018 pour les provisions adossées à des actifs pour 718 millions d'euros.

Concernant les installations de tiers :

- EDF, la COGEMA (aujourd'hui Orano Cycle) et le Commissariat à l'Énergie Atomique (CEA) ont conclu, en décembre 2004, un accord par lequel le CEA reprenait la maîtrise d'ouvrage et le financement des opérations de mise à l'arrêt définitif, de démantèlement des installations ainsi que de reprise et de conditionnement des déchets de l'usine de retraitement UP1 de Marcoule. En contrepartie, EDF a versé au CEA une contribution financière libératoire couvrant l'intégralité de sa quote-part au coût des opérations restant à réaliser, EDF demeurant propriétaire de ses déchets ultimes et supportant uniquement leur coût de transport et de stockage ;
- EDF, AREVA et AREVA NC (aujourd'hui Orano Cycle) ont conclu, en décembre 2008 et juillet 2010, deux accords fixant les conditions juridiques et financières d'un transfert à AREVA NC des obligations contractuelles d'EDF relatives à sa contribution financière au démantèlement des installations de La Hague et aux opérations de reprise et de conditionnement des déchets. En application de ces accords, EDF a versé à AREVA NC une contribution financière libératoire couvrant l'intégralité de sa quote-part au coût des opérations restant à réaliser, EDF demeurant propriétaire de ses déchets ultimes et supportant uniquement leur coût de transport et de stockage.

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 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 (GCU) 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.

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 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.

En 2018, le Conseil d'administration a approuvé la relance de la filière de recyclage de l'uranium de retraitement (suspendue en 2013 dans l'attente de la disponibilité d'un nouveau schéma industriel), avec des premiers chargements d'assemblages prévus à l'horizon 2023, sous réserve de la réalisation des modifications techniques et de l'obtention des autorisations de l'autorité de sûreté nécessaires. Les contrats correspondants ont été signés avec les fournisseurs respectifs au 2e trimestre 2018.

La part de provision pour gestion du combustible usé afférente à l'uranium de retraitement pourra être reprise lorsque l'ensemble des conditions industrielles, réglementaires et économiques de reprise de la filière seront remplies, sachant que la réalisation de certaines conditions n'est pas du ressort d'EDF (pas de calendrier prédéfini à date).

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.

Enfin, suite à la publication de l'arrêté du 28 décembre 2018 modifiant l'arrêté du 21 mars 2017 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires, la provision couvrant l'entreposage des déchets issus du traitement des combustibles usés est reclassée en 2018 en provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs pour un montant de 298 millions d'euros.

28.2 PROVISIONS POUR REPRISE ET CONDITIONNEMENT DES DÉCHETS – PROVISIONS 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 1er 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.

Le montage des équipements d'ICEDA (installation d'entreposage intermédiaire construite sur le site de la centrale de Bugey) a été achevé depuis décembre 2018 et les essais en inactif sont en cours. Le DAMS (Dossier d'Autorisation de Mise en Service) a été complété sur le sujet de l'identification des Équipements Importants pour la Protection des Intérêts (EIP) et a été envoyé à l'ASN. L'objectif de mise en service d'ICEDA est en septembre 2019.

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'entreposage (reclassement de 298 millions d'euros en 2018 en provenance de la GCU voir note 28.1), à 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.

Les provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
Déchets TFA et FMA	1 278	1 161
Déchets FAVL	292	265
Déchets HA-MAVL	8 276	7 388
PROVISION GESTION À LONG TERME DES DÉCHETS RADIOACTIFS	**9 846**	**8 814**

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 Soulaines, 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 Soulaines (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).

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, Orano, CEA). EDF avait effectué une déclinaison raisonnable des éléments issus de ce groupe de travail et avait 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 d'EDF 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 en 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 11 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. En septembre 2018, dans la perspective du dépôt de la demande d'autorisation de création de Cigéo en 2019, un groupe d'expert a été mandaté par la DGEC pour faire un état des lieux de la gestion des bitumes selon 3 axes ; la connaissance des bitumes et de leur comportement, les procédés de neutralisation, et les dispositions liées à leur stockage.

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 ;
- 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 radioactifs).

Le plan de démantèlement préliminaire ainsi que les orientations pour le 4e réexamen périodique (« RP4 ») de Fessenheim ont été transmis à l'ASN en juillet 2018 avec un objectif de dépôt des dossiers de démantèlement et de RP4 mi-2020.

L'APC (Avant-Projet Consolidé) est en cours de finalisation : études d'approfondissement de l'APS (Avant-Projet Sommaire), dérisquage, etc.

Les variations des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires se répartissent comme suit :

		Dotations		Reprises	Autres (2)	
(en millions d'euros)	2017	Exploitation	Financières (1)	Suite à utilisation		2018
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	11 616	-	482	(17)	399	12 480
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	3 304	52	270	(121)	-	3 505
TOTAL PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES	**14 920**	**52**	**752**	**(138)**	**399**	**15 985**

(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 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 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 ont fait 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 1er 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 et en 2018, 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. Ce scénario 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.

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.

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 ont été confortés. 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.

Le dossier de stratégie, 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. En 2018, l'ASN a fait part de ses principales questions et conclusions sur le dossier de stratégie UNGG. Le démantèlement sous air de l'ensemble des réacteurs, l'intérêt d'un démonstrateur industriel, et le planning du premier réacteur démantelé « tête de série » (Chinon A2) semblent acquis. Les échanges se poursuivent en revanche sur le planning de démantèlement des 5 autres réacteurs. Le planning proposé par EDF permet de disposer d'un retour d'expérience significatif (démantèlement d'un premier réacteur) avant de démarrer les phases les plus conséquentes. Bien que reconnaissant la nécessité de prise en compte d'un retour d'expérience pour la tête de série, l'ASN n'a pas exprimé à ce stade de convergence sur le planning dans son ensemble. EDF a été auditionné le 12 février 2019 par le collège des commissaires de l'ASN afin de présenter l'ensemble des éléments soutenant le calendrier retenu par EDF. Des projets de décision de l'ASN qui seront soumis à consultation du public sont attendus pour 2019.

Compte tenu des facteurs d'incertitude associés aux opérations complexes à engager (en particulier développement de méthodes et technologies nouvelles), les provisions sont fortement sensibles au séquencement des opérations, et au planning global du programme de démantèlement des six réacteurs. Si, *in fine*, l'Entreprise était amenée à modifier les plannings des opérations (raccourcissement du séquencement), ceci serait de nature à entraîner une augmentation du niveau des provisions.

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 2018, de même qu'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

Calcul du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation est déterminé sur la base de séries longues d'emprunts obligataires de duration aussi proche que possible de la duration 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 duration 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 terme.

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 3,9 % au 31 décembre 2018, prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,5 % (respectivement 4,1 % et 1,5 % au 31 décembre 2017) soit un taux d'actualisation réel de 2,4 % au 31 décembre 2018 (2,6 % au 31 décembre 2017).

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 4,0 % (3,97 % arrondi à 4 %) au 31 décembre 2018 (4,1 % au 31 décembre 2017).

Le taux d'actualisation retenu au 31 décembre 2018 est de 3,9 %.

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.

	2018		2017	
(en millions d'euros)	Aux conditions économiques de fin d'année	Valeur actualisée	Aux conditions économiques de fin d'année	Valeur actualisée
Gestion du combustible usé	18 737	10 698	19 058	10 786
Reprise et conditionnement des déchets	1 194	751	1 203	726
Gestion à long terme des déchets radioactifs	30 970	9 846	29 396	8 814
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	**50 901**	**21 295**	**49 657**	**20 326**
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	20 755	12 480	20 563	11 616
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	6 576	3 505	6 472	3 304
Derniers cœurs	4 346	2 526	4 332	2 387
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	**31 677**	**18 511**	**31 367**	**17 307**

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 :

	Montants provisionnés en valeur actualisée	Sensibilité au taux d'actualisation			
		Sur la provision au bilan		Sur le résultat net avant impôt	
(en millions d'euros)	31/12/2018	+ 0,20 %	- 0,20 %	+ 0,20 %	- 0,20 %
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE					
■ gestion du combustible usé	10 698	(218)	237	185	(202)
■ reprise et conditionnement des déchets	751	(23)	25	14	(15)
■ gestion à long terme des déchets radioactifs	9 846	(597)	780	498	(673)
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS					
■ déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	12 480	(496)	520	7	(7)
■ déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	3 505	(138)	149	138	(149)
■ derniers cœurs	2 526	(88)	94	-	-
TOTAL	**39 806**	**(1 560)**	**1 805**	**842**	**(1 046)**

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 2018 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 :

		Dotations		Reprises		
(en millions d'euros)	31/12/2017	Exploitation [1]	Financières	Exploitation [2]	Financières [3]	31/12/2018
Avantages postérieurs à l'emploi	10 056	796	556	(837)	(267)	10 304
Avantages à long terme	999	36	18	(117)	-	936
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	**11 055**	**832**	**574**	**(954)**	**(267)**	**11 240**

(1) Dont 529 millions d'euros au titre des coûts des services rendus, 293 millions d'euros au titre de l'amortissement des pertes actuarielles et 10 millions d'euros au titre des droits non acquis.
(2) Dont (885) millions d'euros au titre des contributions employeurs et (68) 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 31/12/2017	**30 108**	**(11 366)**	**18 742**	**(49)**	**(7 638)**	**11 055**
Charge nette de l'exercice 2018	1 104	(268)	836	10	225	1 071
Variation des écarts actuariels non comptabilisés	(3 013)	305	(2 708)	-	2 708	-
Cotisations versées aux fonds	-	(30)	(30)	-	-	(30)
Prestations versées	(1 302)	446	(856)	-	-	(856)
SOLDE AU 31/12/2018	**26 897**	**(10 913)**	**15 984**	**(39)**	**(4 705)**	**11 240**

Les écarts actuariels générés sur l'exercice 2018 s'élèvent à 3 013 millions d'euros en lien avec la variation du taux d'actualisation (2 036 millions d'euros), la mise à jour de la table de mortalité (408 millions d'euros) et la mise à jour de la loi de salaire (356 millions d'euros) et (13) 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)	31/12/2018	31/12/2017
Coût des services rendus de l'exercice	529	530
Charges d'intérêts (actualisation)	574	584
Rendement escompté des actifs de couverture	(267)	(266)
Amortissement des écarts actuariels non comptabilisés - avantages postérieurs à l'emploi	241	283
Variation des écarts actuariels - avantages à long terme	(16)	42
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	**1 071**	**1 184**
dont :		
Résultat d'exploitation [1]	764	865
Résultat financier	307	318

(1) En 2018, le montant correspond principalement aux dotations d'exploitation pour 832 millions d'euros nettes des reprises au titre des écarts actuariels de (68) millions d'euros.

30.1 PROVISIONS POUR AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI

Les provisions pour avantages postérieurs à l'emploi sont détaillées comme suit :

		Dotations		Reprises		
(en millions d'euros)	31/12/2017	Exploitation	Financières	Exploitation	Financières	31/12/2018
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi	**10 056**	**796**	**556**	**(837)**	**(267)**	**10 304**
dont :						
Retraites	7 331	501	431	(648)	(257)	7 358
Charges CNIEG	449	8	9	(13)	-	453
Avantages en nature énergie	1 725	198	87	(122)	-	1 888
Indemnités de fin de carrière	(15)	40	12	(32)	(10)	(5)
Autres	567	49	17	(22)	-	611

(en millions d'euros)	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 31/12/2018	**25 961**	**(10 913)**	**(39)**	**(4 705)**	**10 304**
dont :					
Retraites	20 036	(10 402)	-	(2 277)	7 358
Charges CNIEG	431	-	-	22	453
Avantages en nature énergie	4 110	-	-	(2 222)	1 888
Indemnités de fin de carrière	550	(496)	(20)	(39)	(5)
Autres	834	(15)	(19)	(189)	611

(en millions d'euros)	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

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 :

		Dotations		Reprises	
(en millions d'euros)	31/12/2017	Exploitation	Financières	Exploitation	31/12/2018
Provisions pour autres avantages à long terme du personnel en activité	**999**	**36**	**18**	**(117)**	**936**
dont :					
Rentes accidents du travail et maladies professionnelles	854	27	16	(98)	799
Médailles du travail	125	8	2	(17)	118
Autres	20	1	-	(2)	19

30.3 ACTIFS DE COUVERTURE

Les actifs de couverture s'élèvent à 10 913 millions d'euros au 31 décembre 2018 (11 366 millions d'euros au 31 décembre 2017). Ces actifs de couverture sont principalement affectés à la couverture des droits spécifiques passés pour 10 402 millions d'euros et des indemnités de fin de carrière pour 496 millions d'euros.

Les placements se décomposent au sein des contrats de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
TOTAL ACTIFS DE COUVERTURE	**10 913**	**11 366**
Actifs de couverture - régime spécial de retraite	**10 402**	**10 845**
dont en % :		
Actions	27 %	30 %
Obligations et monétaires	73 %	70 %
Actifs de couverture - indemnités de fin de carrière	**496**	**506**
dont en % :		
Actions	27 %	32 %
Obligations et monétaires	73 %	68 %
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 2,30 % au 31 décembre 2018 (1,90 % au 31 décembre 2017) ;
- le taux d'inflation retenu est estimé à 1,50 % au 31 décembre 2018 (1,50 % au 31 décembre 2017) ;
- l'espérance de durée résiduelle moyenne d'activité retenue est de 19,75 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 2018 (2,37 % pour 2017) ;
- le taux de rendement attendu des actifs de couvertures des indemnités de fin de carrière est de 1,99 % pour 2018 (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 depuis 2017 du panel sur ces durations.

L'évolution au 31 décembre 2018 des paramètres économiques et de marchés utilisés a conduit EDF à fixer le taux d'actualisation à 2,30 % au 31 décembre 2018 (1,90 % au 31 décembre 2017).

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 et déterminé en interne. Le taux d'inflation ainsi déterminé au 31 décembre 2018 correspond à un taux moyen de 1,50 % (identique à celui retenu au 31 décembre 2017).

Les engagements reposent sur des hypothèses d'augmentations salariales différenciées par âge et collège en moyenne annuelle de 2,60 % (inflation incluse) sur la base d'une projection d'une carrière complète.

La loi de mortalité utilisée pour le calcul des engagements est corrigée des spécificités liées au régime des IEG ; elle a fait l'objet en 2018 d'une actualisation de la table générationnelle INSEE 2013-2070 en lieu et place de la table INSEE 2007-2060.

NOTE 31 PROVISIONS POUR AUTRES CHARGES

(en millions d'euros)	31/12/2017	Dotations exploitation	Reprises		Autres	31/12/2018
			Suite à utilisation	Sans objet		
Provisions pour charges relatives						
■ au personnel	69	66	(44)	(8)	-	83
■ au renouvellement des immobilisations du domaine concédé	264	10	-	-	(6)	268
■ aux autres charges	605	70	(100)	(60)		515
PROVISIONS POUR AUTRES CHARGES	**938**	**146**	**(144)**	**(68)**	**(6)**	**866**

NOTE 32 DETTES

(en millions d'euros)	Degré d'exigibilité			Montant brut au 31/12/2018	Montant brut au 31/12/2017
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		
Dettes					
Emprunts obligataires	3 319	11 930	34 819	50 068	46 552
Emprunts et dettes auprès des établissements de crédits	-	-	1 154	1 154	1 200
Autres emprunts	1 999	6	6	2 011	1 962
Dettes financières diverses					
■ avances sur consommation	1	5	20	26	27
■ autres dettes	1 385	-	-	1 385	1 700
Dettes financières (voir note 33)	**6 704**	**11 941**	**35 999**	**54 644**	**51 441**
Avances et acomptes reçus des clients (1)	**7 134**	**-**	**-**	**7 134**	**6 861**
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	7 329	84	34	7 447	7 670
Dettes fiscales et sociales (2)	8 157	-	-	8 157	8 011
Dettes sur immobilisations et comptes rattachés	2 670	-	-	2 670	2 308
Comptes créditeurs (3)	14 955	-	-	14 955	13 922
Dettes d'exploitation, d'investissements et dettes diverses	**33 111**	**84**	**34**	**33 229**	**31 911**
Instruments de trésorerie (4)	**1 805**	**620**	**1 037**	**3 462**	**4 471**
Produits constatés d'avance (5)	**580**	**907**	**1 629**	**3 116**	**3 285**
TOTAL DETTES	**49 334**	**13 552**	**38 699**	**101 585**	**97 969**

(1) Les avances et acomptes reçus comprennent principalement les paiements des clients mensualisés particuliers et professionnels pour 6 827 millions d'euros au 31 décembre 2018 (6 568 millions d'euros au 31 décembre 2017).
(2) Au 31 décembre 2018, ce poste inclut un montant de 1 521 millions d'euros au titre de la CSPE à collecter sur l'énergie livrée non facturée (1 562 millions d'euros au 31 décembre 2017).
(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 2018, 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 1 663 millions d'euros (1 711 millions d'euros en 2017). 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 31/12/2017	Nouveaux Emprunts	Remboursements	Ajustements de change réalisé et latent	Autres	Solde au 31/12/2018
Emprunts en euros	1 013	-	-	-	-	1 013
Emprunts en devises [1]	12 438	3 214	-	677	-	16 329
Euro-Medium Term Notes (EMTN) en euros [2]	20 483	1 000	(1 500)	-	-	19 983
Euro-Medium Term Notes (EMTN) en devises	12 618	-	-	125	-	12 743
Emprunts obligataires	**46 552**	**4 214**	**(1 500)**	**802**	**-**	**50 068**
Emprunts long terme en euros	1 200	-	(46)	-	-	1 154
Emprunts auprès des établissements de crédit	**1 200**	**-**	**(46)**	**-**	**-**	**1 154**
Titres de créances négociables en euros [3]	700	255	-	-	-	955
Titres de créances négociables en devises [3]	1 247	-	(329)	123	-	1 041
Emprunts contractuels à caractère financier	15	-	-	-	-	15
Autres emprunts	**1 962**	**255**	**(329)**	**123**	**-**	**2 011**
Total emprunts	**49 714**	**4 469**	**(1 875)**	**925**	**-**	**53 233**
Avances sur consommation	**27**	**-**	**-**	**-**	**(1)**	**26**
Avances diverses	80	41	(13)	-	-	108
Comptes bancaires créditeurs	433	-	-	-	(249)	184
Débits bancaires différés	39	-	-	-	(10)	29
Intérêts à payer	1 148	-	-	-	(84)	1 064
Total autres dettes financières diverses	**1 700**	**41**	**(13)**	**-**	**(343)**	**1 385**
TOTAL DETTES FINANCIÈRES	**51 441**	**4 510**	**(1 888)**	**925**	**(344)**	**54 644**

(1) Le 19 septembre 2018, EDF a levé 3,75 milliards de dollars américains sur 3 tranches d'obligations seniors (voir note 2.2).
(2) Le 25 septembre 2018, EDF a lancé une émission obligataire senior de 1 milliard d'euros (voir note 2.2).
(3) Les émissions sont nettes des remboursements.

33.1 VENTILATION DES EMPRUNTS PAR DEVISES 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			
(en millions d'euros)	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		**23 120**		**43**		**26 828**		**49 948**		**94**
CHF	550	488	2	1	(550)	(488)	-	-	-	-
GBP	7 385	8 256	27	16	(3 000)	(3 354)	4 385	4 902	149	9
HKD	2 416	269	1	1	(2 416)	(269)	-	-	-	-
JPY	137 000	1 089	4	2	(137 000)	(1 089)	-	-	-	-
NOK	1 000	101	-	-	(1 000)	(101)	-	-	-	-
USD	22 798	19 910	66	37	(24 648)	(21 527)	(1 850)[1]	(1 617)	(49)	(3)
Total II - Autres devises		**30 113**	**100**	**57**		**(26 828)**		**3 285**	**100**	**6**
TOTAL I + II		**53 233**		**100**		**-**		**53 233**		**100**

(1) Les instruments dérivés couvrent également une proportion des autres passifs en devise.

Les nominaux des instruments de couverture, 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		
(en millions d'euros)	Montants	% 31/12/2018	% 31/12/2017	Montants	Montants	% 31/12/2018	% 31/12/2017
Emprunts Long Terme et EMTN	50 573			(23 142)	27 431		
Emprunts Court Terme	1 997			-	1 997		
Dette à taux fixe	**52 570**	**99**	**99**	**(23 142)**	**29 428**	**55**	**53**
Emprunts Long Terme et EMTN	663			23 142	23 805		
Emprunts Court Terme	-			-	-		
Dette à taux variable	**663**	**1**	**1**	**23 142**	**23 805**	**45**	**47**
TOTAL	**53 233**	**100**	**100**	**-**	**53 233**	**100**	**100**

NOTE 34 ÉCARTS DE CONVERSION-PASSIF

Les écarts de conversion-passif présentent au 31 décembre 2018 un gain latent de change de 296 millions d'euros (485 millions d'euros au 31 décembre 2017) dont 140 millions d'euros concernant deux emprunts perpétuels en livres sterling et 128 millions d'euros concernant un emprunt en livres sterling intégralement couvert par des *cross currency swaps*.

AUTRES INFORMATIONS

NOTE 35 INSTRUMENTS FINANCIERS

35.1 ENGAGEMENTS HORS BILAN LIÉS 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.

	31/12/2018		31/12/2017	
(en millions d'euros)	**À recevoir Notionnel**	**À livrer Notionnel**	**À recevoir Notionnel**	**À livrer Notionnel**
1 - Opérations sur les taux d'intérêt				
***Swaps* de taux court terme**				
EUR	-	-	-	-
***Swaps* de taux long terme**				
EUR	7 140	7 140	7 184	7 184
USD	2 795	2 795	3 043	3 043
GBP	4 845	4 845	3 593	3 593
JPY	-	-	-	-
Sous-total	***14 780***	***14 780***	***13 820***	***13 820***
2 - Opérations sur le change				
Opérations à terme				
EUR	22 438	22 982	20 232	22 032
CAD	325	190	637	525
USD	15 431	16 868	13 634	12 941
GBP	7 534	5 290	6 848	4 521
CHF	517	196	857	557
HUF	1	1	11	11
ILS	153	153	180	180
PLN	259	305	1 171	1 255
JPY	294	955	102	1 680
CNY	13	13	15	15
MXN	84	84	62	61
Autres	110	110	123	123
***Swaps* de capitaux long terme**				
EUR	8 578	38 230	9 099	33 253
JPY	1 089	-	1 015	103
USD	24 284	3 995	18 515	4 385
GBP	12 001	4 358	11 337	4 126
CHF	488	444	470	427
CAD	-	-	37	37
ILS	89	89	132	132
PLN	9	5	6	3
NOK	100	-	102	-
MXN	-	11	-	11
HKD	269	-	258	-
Sous-total	***94 066***	***94 279***	***84 843***	***86 378***
3 - *Swaps* de titrisation	**194**	**194**	**264**	**264**
4 - Opérations sur valeurs mobilières	**1 136**	**1 280**	**-**	**-**
Achats et ventes d'options sur titres				
TOTAL DES ENGAGEMENTS HORS BILAN FINANCIERS	**110 176**	**110 533**	**98 927**	**100 462**
5 - *Swaps* sur matières premières				
Charbon *(en millions de tonnes)*	4	4	4	4
Produits pétroliers *(en milliers de barils)*	7 252	7 252	7 348	7 348

Les montants figurant dans le tableau ci-dessus correspondent aux valeurs nominales des contrats contre-valorisées aux cours de change du 31 décembre 2018 (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)	2018	2017
Instruments non qualifiés de couverture		
Instruments de taux [1]	114	104
Instruments de change	156	(202)
Instruments qualifiés de couverture		
Instruments de taux	647	600
Instruments de change	172	442

(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 2018 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	145	1 452
Opérations de couverture du risque de change		
■ Opérations de change à terme et *swaps* de change	(77)	(93)
■ *Cross Currency Swaps*	1	(1 040)
Opérations de couverture du risque action		
■ Options sur actions	20	20
Opérations de couverture du risque sur matières premières		
■ Charbon	-	19
■ Produits pétroliers	-	42
TOTAL	**89**	**400**

NOTE 36 AUTRES ENGAGEMENTS ET OPÉRATIONS HORS BILAN

Au 31 décembre 2018, 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 :

	Échéances					
(en millions d'euros)	**< 1 an**	**1 à 5 ans**	**5 à 10 ans**	**> 10 ans**	**31/12/2018**	**31/12/2017**
Engagements hors bilan donnés	**13 088**	**19 516**	**12 513**	**8 748**	**53 865**	**55 539**
Engagements liés aux opérations d'exploitation	**6 910**	**13 280**	**11 170**	**8 721**	**40 081**	**41 285**
■ Engagements d'achats de combustible et d'énergie	3 942	10 603	9 149	8 538	32 232	32 660
■ Autres engagements liés à l'exploitation	2 968	2 677	2 021	183	7 849	8 625
Engagements liés aux opérations d'investissement	**3 315**	**2 986**	**577**	**24**	**6 902**	**7 255**
Engagements liés aux opérations de financement	**2 863**	**3 250**	**766**	**3**	**6 882**	**6 999**
Engagements hors bilan reçus	**3 469**	**9 052**	**585**	**162**	**13 268**	**13 805**
Engagements liés aux opérations d'exploitation	**1 294**	**900**	**585**	**162**	**2 941**	**3 485**
Engagements liés aux opérations d'investissement	**21**	**10**	**-**	**-**	**31**	**36**
Engagements liés aux opérations de financement	**2 154**	**8 142**	**-**	**-**	**10 296**	**10 284**

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 2018, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

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.

	Échéances					
(en millions d'euros)	**< 1 an**	**1 à 5 ans**	**5 à 10 ans**	**> 10 ans**	**31/12/2018**	**31/12/2017**
Achats d'électricité et services associés	2 340	3 650	3 599	4 903	14 492	14 360
Achats de combustible nucléaire	1 602	6 953	5 550	3 635	17 740	18 300
ENGAGEMENTS D'ACHATS D'ÉLECTRICITÉ ET DE COMBUSTIBLE NUCLÉAIRE	**3 942**	**10 603**	**9 149**	**8 538**	**32 232**	**32 660**

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 de la filiale 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 53 TWh pour l'exercice 2018 (47 TWh pour 2017), dont 7 TWh au titre de la cogénération (6 TWh pour 2017), 26 TWh au titre de l'éolien (23 TWh pour 2017), 9 TWh au titre du photovoltaïque (9 TWh pour 2017) et 3 TWh au titre de l'hydraulique (3 TWh pour 2017).

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 2018 s'explique essentiellement par l'exécution des contrats existants.

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 baisse de ces engagements s'explique par l'extinction de garanties précédemment données au titre de contentieux fiscaux.

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 notamment par l'avancement du projet EPR de Flamanville 3.

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 2018, d'EDF Trading pour 2 060 millions d'euros, d'EDF Renouvelables pour 980 millions d'euros, d'Edison pour 929 millions d'euros, d'EDF International pour 805 millions d'euros, d'Enedis pour 800 millions d'euros et d'EDF Energy pour 750 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.

36.3 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.

Par ailleurs, EDF, dans le cadre du contrat avec le terminal méthanier de Dunkerque LNG, bénéficie d'environ 61 % des capacités de regazéification du terminal jusqu'en 2037 moyennant le paiement d'une prime annuelle d'environ 150 millions d'euros. Au titre de ce contrat, une provision pour contrat onéreux a été comptabilisée – voir note 2.1.

NOTE 37 PASSIFS ÉVENTUELS

Contrôles fiscaux

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 563 millions d'euros à fin 2018. 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 actifs 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).

Par ailleurs, EDF a obtenu une dérogation ministérielle le 31 mai 2018, lui permettant d'augmenter sous conditions la part des actifs non cotés (hors notamment les titres CTE et les actifs immobiliers) dans les actifs dédiés de 10 % à 15 %.

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 les classes d'actifs suivantes : infrastructures, l'immobilier et les fonds d'investissements investis en actions ou en dettes.

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 3.5).

Suite à la dérogation ministérielle du 31 mai 2018 reçue par EDF lui permettant d'augmenter sous conditions la part des actifs non cotés dans les actifs dédiés, le Conseil d'administration du 29 juin 2018 a validé une nouvelle allocation stratégique des actifs dédiés composée de la façon suivante :

- actifs de rendement (cible de 30 % des actifs dédiés), composés d'actifs d'infrastructures, dont les titres de CTE, et d'actifs immobiliers ;
- actifs de croissance (cible de 40 % des actifs dédiés), composés de fonds d'actions cotées et de fonds d'investissement en actions non cotées ;
- actifs de taux (cible de 30 % des actifs dédiés), composés d'obligations cotées ou de fonds d'obligations cotées, de fonds de dette non cotée, de créances et de trésorerie.

Ces cibles doivent être progressivement atteintes notamment en réinvestissant des actifs de taux en actifs de rendement et en actifs de croissance.

38.2.1 Actifs de croissance et actifs de taux

Une partie de ces placements est constituée d'obligations détenues directement par EDF. Une 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, celle-ci n'intervenant pas dans la gestion de ces fonds.

Ainsi, les fonds d'actions cotées sont composés de titres internationaux (majoritairement Amérique du Nord mais aussi Europe, Asie-Pacifique et pays émergents). Les obligations cotées et fonds d'obligations cotées sont composées d'obligations souveraines et d'obligations d'entreprises.

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 une politique d'investissement à long terme avec une répartition adaptée entre actifs de croissance et actifs de taux.

Dans le cadre de la nouvelle allocation stratégique, pour des poids minoritaires, les actifs de croissance incluent également des fonds investis dans des actions non cotées, et les actifs de taux incluent également des fonds investis en dette non cotée. Ces fonds sont gérés par EDF Invest (voir note 38.2.2).

Dans le cadre du suivi opérationnel de ses actifs, EDF suit des règles de gestion pérennes, précises et supervisées par ses organes de gouvernance (limites de ratios d'emprise, analyse de volatilité et appréciation de la qualité individuelle des gérants de fonds).

38.2.2 Actifs de rendement

Les actifs de rendement gérés par EDF Invest sont composés d'actifs liés à des investissements dans les infrastructures et l'immobilier.

Par ailleurs, EDF Invest gère également, au travers de fonds d'investissement, des actifs de croissance et des actifs de taux (voir 38.2.1).

Au total, au 31 décembre 2018, les actifs gérés par EDF Invest représentent une valeur de réalisation de 5 680 millions d'euros dont 5 356 millions d'euros d'actifs de rendement. Les actifs de rendement incluent notamment :

- 50,1 % de la participation d'EDF dans CTE, co-entreprise détenant RTE, conformément au décret n° 2016-1781 du 19 décembre 2016 modifiant le décret du 23 février 2007, pour une valeur de 2 738 millions d'euros au 31 décembre 2018 (2 705 millions d'euros au 31 décembre 2017) ;
- les participations d'EDF dans Terega, Porterbrook, Autostrade per l'Italia, Q-Park, Thyssengas, Aéroports de la Côte d'Azur, Madrileña Red de Gas (MRG), Géosel, Central Sicaf, Ecowest SCI A et B, Nam Theun Power Company et des sociétés détenant des parcs éoliens au Royaume-Uni (Bicker Fen, Glass Moor II, Green Rigg, Rusholme, Fallago Rig et Fenland).

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 2018 est la suivante :

	31/12/2018		31/12/2017	
(en millions d'euros)	**Valeur nette comptable**	**Valeur de réalisation**	**Valeur nette comptable**	**Valeur de réalisation**
Titres de participation CTE (société détenant RTE) (1)	2 705	2 738	2 705	2 705
Autres titres immobilisés de l'activité de portefeuille (2)	20 136	20 830	17 825	19 717
Autres titres immobilisés	2 156	2 385	2 063	2 314
Total actifs dédiés - immobilisations financières	**24 997**	**25 953**	**22 593**	**24 736**
Créance CSPE (3)	2 060	2 080	3 294	3 349
Total actifs dédiés avant couverture	**27 057**	**28 033**	**25 887**	**28 085**
Instruments de couverture et autres éléments (2)	(369)	(344)	-	30
TOTAL ACTIFS DÉDIÉS APRÈS COUVERTURE (4)	**26 688**	**27 689**	**25 887**	**28 115**

(1) Participation d'EDF de 50,1 % dans CTE, société détenant 100 % des titres RTE. Au 31 décembre 2018, la valeur de réalisation de CTE présentée dans ce tableau est déterminée par un évaluateur indépendant, comme les autres actifs d'EDF Invest. Au 31 décembre 2017, la valeur de réalisation s'appuyait sur le prix de transaction réalisée le 31 mars 2017.
(2) Dont 391 millions d'euros de titres acquis fin décembre 2018 pour lesquels le paiement est intervenu début janvier 2019.
(3) 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 depuis, conformément à l'échéancier. La valeur de réalisation de la créance CSPE est estimée en tenant compte du niveau actuel des taux de marché.
(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 2018 ainsi qu'au 31 décembre 2017.

La valeur nette comptable et la juste valeur comprennent les intérêts courus non échus.

38.2.4 Situation de couverture des obligations nucléaires de long terme

Le taux de couverture des provisions nucléaires au 31 décembre 2018 est de 98,3 % (108,5 % au 31 décembre 2017).

Le taux de couverture des provisions nucléaires au 31 décembre 2018 prend en compte l'arrêté du 28 décembre 2018 qui a étendu le périmètre des provisions devant faire l'objet d'une couverture par des actifs dédiés, ce qui s'est traduit par un transfert de provisions considérées précédemment comme relevant du cycle d'exploitation au sens de la réglementation, vers les provisions de long terme, à hauteur de 298 millions d'euros, soit un effet de - 1,05 % sur le taux de couverture.

Des retraits pour un montant de 403 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir en 2018 (378 millions d'euros en 2017).

À horizon de 10 ans les décaissements relatifs aux provisions seront effectués (aux conditions économiques fin de période *i.e.* en euros $_{2018}$) :

- à 14 % pour la gestion à long terme des déchets radioactifs ;
- à 11 % pour la déconstruction.

À horizon de 50 ans les décaissements relatifs aux provisions seront effectués (aux conditions économiques fin de période *i.e.* en euros $_{2018}$) :

- à 35 % pour la gestion à long terme des déchets radioactifs ;
- à 93 % pour la déconstruction.

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 :

(en millions d'euros)	31/12/2018	31/12/2017
Provision pour gestion du combustible usé - part non liée au cycle d'exploitation au sens de la réglementation	1 067	983
Provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs	9 846	8 814
Provision pour reprise et conditionnement des déchets	751	726
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	15 985	14 920
Provisions derniers cœurs - part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	518	467
COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	**28 167**	**25 910**

Compte tenu des modifications d'hypothèses de calcul des provisions nucléaires de long terme (hors modification réglementaire), en particulier le changement de taux d'actualisation, l'obligation au titre de 2018 de dotation aux actifs dédiés s'élève à 1 337 millions d'euros. L'autorité administrative a autorisé EDF à étaler cette dotation à hauteur de 540 millions d'euros en 2019 ainsi qu'en 2020 et 257 millions d'euros en 2021. En tenant compte de la dotation en 2019 au titre de 2018, toutes choses égales par ailleurs, le taux de couverture résultant au 31 décembre 2018 s'établirait ainsi à 100,2 %.

38.2.5 Évolutions des actifs dédiés sur l'exercice 2018

Suite à un courrier ministériel du 31 mai 2018 reçu par EDF autorisant une augmentation sous conditions de la part des actifs non cotés dans les actifs dédiés, le Conseil d'administration du 29 juin 2018 a validé une nouvelle allocation stratégique des actifs dédiés (voir note 38.2).

Au titre de 2017, l'obligation réglementaire de dotations aux actifs dédiés s'élève à 386 millions d'euros et a été réalisée courant 2018.

EDF Invest a poursuivi en 2018 la constitution de son portefeuille en infrastructures, immobilier et fonds d'investissement. Notamment, en novembre 2018, EDF Invest a clos l'acquisition d'une participation minoritaire dans 6 sociétés au Royaume-Uni (Bicker Fen, Fallago Rig, Fenland, Glass Moor II, Green Rigg, Rusholme) auprès d'EDF Renewables.

En décembre 2018, EDF Invest a acquis la participation minoritaire détenue par EDF International dans Nam Theun Power Company (NTPC), barrage hydroélectrique situé au Laos, dont une partie a été dotée aux actifs dédiés à cette date, le reste sera doté en 2019.

Ces nouvelles participations complètent les actifs d'infrastructures au sein des actifs de rendement d'EDF Invest, aux côtés notamment des participations dans CTE (société détenant les titres RTE), Terega (ex TIGF), Porterbrook, Madrileña Red de Gas, Géosel, Thyssengas, Aéroports de la Côte d'Azur, Autostrade per l'Italia et Q-Park.

NOTE 39 INFORMATIONS CONCERNANT LES ENTREPRISES ET PARTIES LIÉES

39.1 RELATIONS AVEC LES FILIALES

	Créances d'EDF [1]		Dettes d'EDF [1]			
(en millions d'euros)	Prêts	Créances d'exploitation	Dettes inscrites en compte courant financier	Dettes d'exploitation	Charges financières	Produits financiers (hors dividendes)
Sociétés						
CTE (ex C25)		313		89		0
Framatome		140		449		4
EDF Energy		128		135		2
EDF Renouvelables	1 063					10
EDF Energy UK LTD						2
EDF International	6 404					119
EDF Trading		1 195		1 143		5
Edison	70					2
Enedis	502	88		1 643		4
Dalkia France	1 325			143		34
Groupe PEI	788					18
Citelum						2
Compte courant [2]				3 213		
Convention de placement des liquidités des filiales			1 331		(10)	
Convention de trésorerie Groupe avec les filiales [3]			8 250		(5)	
Convention d'intégration fiscale				1 507		

(1) créances et dettes supérieures à 50 millions d'euros.
(2) dont Enedis 1 742 millions d'euros.
(3) dont C3 2 993 millions d'euros, EDF Trading 2 084 millions d'euros et EDF développement environnement 979 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 83,67 % du capital d'EDF au 31 décembre 2018. 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 mise en œuvre de 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 pour la compensation des charges de service public.

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 AREVA SA).

Les transactions avec Orano portent sur :

- l'amont du cycle du combustible nucléaire (approvisionnement en uranium, en services de conversion et d'enrichissement) ;
- l'aval du cycle (prestations de transport, entreposage, traitement et recyclage du combustible usé).

Sur l'amont du cycle :

Plusieurs accords importants ont été négociés entre EDF et Orano :

- approvisionnement en uranium naturel : contrats Orano Mining couvrant la période 2021-2030 ;
- fluoration : contrat sur la période 2019-2030 ;
- enrichissement de l'uranium naturel en uranium 235 : contrat 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 Orano ont signé le 29 septembre 2016 un contrat d'uranium avec Orano Mining, un contrat de conversion et un contrat d'enrichissement avec Orano Cycle.

Sur l'aval du cycle :

Les relations entre EDF et Orano Cycle relatives au transport, au traitement des combustibles usés et à leur recyclage sont précisées en note 28.

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 2003/87/CE a établi, depuis le 1er 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 2018, le volume des émissions s'élève à 7 millions de tonnes (11 millions de tonnes au 31 décembre 2017).

En 2018, EDF a restitué 11 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2017. En 2017, EDF avait restitué 8 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2016.

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 excédent un seuil sont soumis sur une période triennale 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 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 1er 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 1er janvier 2018 (voir note 3.7).

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)	2018	2017
Président-Directeur Général [1]	452 868	452 868
Administrateurs [2]	429 248	496 556

(1) Le Conseil d'administration réuni le 24 janvier 2017 a fixé à 450 000 euros bruts la rémunération fixe annuelle du Président-Directeur Général au titre de l'exercice 2017. Le Conseil d'administration réuni le 15 février 2018 a décidé de maintenir à ce montant la rémunération fixe annuelle du Président-Directeur Général au titre de l'exercice 2018.

(2) L'Assemblée générale convoquée le 18 mai 2017 a approuvé une enveloppe annuelle de jetons de présence à allouer aux administrateurs 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. L'Assemblée générale convoquée le 15 mai 2018 a maintenu à 500 000 euros le montant de l'enveloppe annuelle de jetons de présence pour l'exercice 2018 et les exercices ultérieurs, jusqu'à nouvelle décision de l'Assemblée générale.

NOTE 42 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

Il n'y a aucun événement significatif postérieur à la clôture de l'exercice.

6.4 RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES ANNUELS

Exercice clos le 31 décembre 2018

A l'Assemblée Générale 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 2018, 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 2018 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 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.

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	Réponses apportées
Au 31 décembre 2018, les provisions constituées pour couvrir les obligations relatives aux installations nucléaires dont EDF est l'exploitant en France s'élèvent à 39 806 millions d'euros, dont 21 295 millions d'euros au titre de l'aval du cycle nucléaire (gestion du combustible usé et des déchets radioactifs) et 18 511 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 27 689 millions d'euros (pour une valeur nette comptable de 26 688 millions d'euros) au 31 décembre 2018, a été déterminée sur la base de la valeur d'inventaire des placements diversifiés actions et taux, et de la valeur de réalisation d'un portefeuille d'actifs non cotés géré par la division EDF Invest.	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 20 755 millions d'euros aux conditions économiques de fin de période, pour une provision de 12 480 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

Point clé de l'audit	Réponses apportées
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 données et 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 28.5.2).

6.

Vérifications spécifiques

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, aux vérifications spécifiques prévues par les textes légaux et réglementaires.

Informations données dans le rapport de gestion et dans les autres documents sur la situation financière et les comptes annuels adressés aux Actionnaires

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 sur la situation financière et les comptes annuels adressés aux Actionnaires.

Nous attestons de la sincérité et de la concordance avec les comptes annuels des informations relatives aux délais de paiement mentionnées à l'article D. 441-4 du code de commerce.

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.

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 S.A. et par la décision du Conseil d'administration du 25 avril 2002 pour Deloitte & Associés.

Au 31 décembre 2018, KPMG S.A. était dans la 14ème année de sa mission sans interruption et Deloitte & Associés dans la 17ème année sans interruption, dont pour les deux, 14 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 au Comité d'audit un rapport 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, le 14 février 2019

Les commissaires aux comptes

KPMG S.A.		**Deloitte & Associés**	
Jay Nirsimloo	Michel Piette	Damien Leurent	Christophe Patrier

6.5 TABLEAU DES RÉSULTATS DES CINQ DERNIERS EXERCICES

(extraits des comptes sociaux d'EDF) :

	2018	2017	2016	2015	2014
Capital en fin d'exercice					
Capital social *(en millions d'euros)*	1 505	1 464	1 055	960	930
Dotations en capital *(en millions d'euros)*					
Nombre d'actions ordinaires existantes	3 010 267 676	2 927 438 804	2 109 136 683	1 920 139 027	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	44 874	42 371	40 857	41 553	41 717
Résultat avant impôts, participation des salariés et dotations aux amortissements et provisions	7 925	5 091	9 495	7 224	8 252
Impôts sur les bénéfices	(756)[2]	(687)[2]	680	(63)[2]	577
Participation des salariés due au titre de l'exercice					
Résultat après impôts, participation des salariés et dotations aux amortissements et provisions	1 591	1 924	5 517	271	1 649
Résultat distribué		1 341[1]	2 105 [1]	2 079 [1]	2 327 [1]
Acompte sur résultat distribué	451	433	1 006	1 059	1 059
Résultats par action *(en euro/action)*					
Résultat après impôts, participation des salariés mais avant dotations aux amortissements et provisions	2,88	1,97	4,18	3,79	4,13
Résultat après impôts, participation des salariés et dotations aux amortissements et provisions	0,53	0,66	2,62	0,14	0,89
Dividende attribué à chaque action		0,46[1] [6]	0,90 [1] [5]	1,10 [1] [4]	1,25 [1] [3]
Acompte dividende attribué à chaque action	0,15	0,15	0,50	0,57	0,57
Personnel					
Effectif moyen des salariés employés pendant l'exercice	64 927	66 577	69 494	70 769	70 153
*Montant de la masse s*alariale de l'exercice *(en millions d'euros)*	3 711	3 831	4 001	3 964	3 905
Montant des sommes versées au titre des avantages sociaux de l'exercice (Sécurité Sociale, œuvres sociales, etc.) *(en millions d'euros)*	2 854	2 923	2 873	2 848	2 699

(1) Y compris acompte versé.
(2) Montant correspondant à un produit d'impôt.
(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) Soit 0,506 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
2015	1 920 139 027	1,10 [2]	2 079 072 045,71 [3]	30 juin 2016
2016	2 741 877 687 [6]	0,90 [4]	2 105 349 378,42 [5]	30 juin 2017
2017	2 927 438 804	0,46 [7]	1 341 187 189,41 [8]	19 juin 2018

(1) Déduction faite des actions autodétenues.
(2) Soit un montant de 1,21 euro pour les actions bénéficiant du dividende majoré.
(3) Dont 1 058 682 286,08 euros versés le 18 décembre 2015 à titre d'acompte sur le dividende 2015.
(4) Soit un montant de 0,99 euro pour les actions bénéficiant du dividende majoré.
(5) 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.
(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 0,506 euros pour les actions bénéficiant du dividende majoré.
(8) Dont 432 632 648,85 euros versés le 11 décembre 2017 à titre d'acompte sur le dividende 2017 composé de 398 440 228,20 euros versés en actions nouvelles, 33 746 467,50 euros versés en numéraire et 445 953,15 euros de soulte. Le solde du dividende 2017, d'un montant de 908 554 540,56 versé le 19 juin 2018, est composé de 847 339 360,56 euros versés en actions nouvelles, 60 331 512,63 euros versés en numéraire et 883 667,37 euros de soulte.

Le 6 novembre 2018, le Conseil d'administration d'EDF a décidé la mise en distribution en numéraire d'un acompte sur dividende au titre de l'exercice 2018 de 0,15 euro par action.

L'acompte sur dividende au titre de l'exercice 2018 s'élève à 451 000 397,55 euros et a été mis en paiement le 10 décembre 2018.

Le Conseil d'administration, lors de sa réunion du 14 février 2019, a décidé de proposer à l'Assemblée générale des actionnaires, qui sera convoquée pour approuver les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2018 et qui se tiendra le 16 mai 2019, le versement d'un dividende de 0,31 euro par action (hors dividende majoré) au titre de l'exercice 2018. Compte tenu de l'acompte de 0,15 euro par action mis en paiement le 10 décembre 2018, le solde du dividende à distribuer au titre de l'exercice 2018 s'élève à 0,16 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende ordinaire et à 0,191 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 24 mai et le 10 juin 2019 inclus. Pour les actionnaires n'ayant pas exercé leur option au plus tard le 10 juin 2019, 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 2018.

La date de mise en paiement du dividende, sous réserve de l'accord de l'Assemblée générale, sera le 18 juin 2019, la date de détachement étant alors fixée au 22 mai 2019.

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.

6.7 CHANGEMENT SIGNIFICATIF DE LA SITUATION FINANCIÈRE OU COMMERCIALE

Les événements significatifs intervenus entre la date de clôture de l'exercice 2018 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 2018 pour les événements intervenus avant le 14 février 2019, date d'arrêté des comptes par le Conseil d'administration et, pour les événements postérieurs au 14 février 2019, 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 Renouvelables (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 milliards 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 2018.

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 Renouvelables ;
- 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 Renouvelables, d'une part, et aux investissements hydroélectriques, d'autre part, par la Direction financière d'EDF Renouvelables et la Direction financière d'EDF Hydro 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 Renouvelables, 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 Renouvelables et d'EDF Hydro désignent les Projets Eligibles 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, 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 Renouvelables et d'EDF Hydro 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 2018, sur les 1 750 millions d'euros levés en octobre 2016 dans le cadre du troisième *Green Bond* émis par EDF, 1 188 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 milliards 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 juin 2018, 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 : 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 2018 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
Green Bond n° 1 – novembre 2013	1,4 Md€	1,4 Md€		13 (1)	59 %
Green Bond n° 2 – octobre 2015	1,25 Md$	1,25 Md$		7 (1,2)	58 %
Green Bond n° 3 – octobre 2016	1,75 Md€	1 188 M€	*dont EDF Renouvelables : 764 M€*	*6* (2)	*65 %*
			dont EDF Hydro : 424 M€	*411 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 Renouvelables pour un financement au 31 décembre 2018 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
Heartland	Biométhane, 20 MW	États-Unis (Colorado)	En service	GB1
Hereford	Éolien terrestre, 200 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB1
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
Pilot Hill	Éolien terrestre, 175 MW	États-Unis (Illinois)	En service	GB1
Rivière du Moulin	Éolien terrestre, 350 MW	Canada (Québec)	En service	GB1
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
Roosevelt	Éolien terrestre, 250 MW	États-Unis (Nouveau-Mexique)	En service	GB1 et GB2
Great Western	Éolien terrestre, 225 MW	États-Unis (Oklahoma)	En service	GB2
Kelly Creek	Éolien terrestre, 184 MW	États-Unis (Illinois)	En service	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
Tyler Bluff	Éolien terrestre, 126 MW	États-Unis (Texas)	En service	GB2
Red Pine	Éolien terrestre, 200 MW	États-Unis (Minnesota)	En service	GB2 et GB3
Bluemex Power 1	Solaire PV, 120 MWp	Mexique (Sonora)	En service	GB3
Copenhagen Wind Farm	Éolien terrestre, 80 MW	États-Unis (New-York)	En service	GB3
Nicolas Riou	Éolien terrestre, 112 MW	Canada (Québec)	En service	GB3
Rock Falls	Éolien terrestre, 154 MW	États-Unis (Oklahoma)	En service	GB3
Stoneray Power Partners	Éolien terrestre, 100 MW	États-Unis (Minnesota)	En service	GB3

Les Projets Éligibles sélectionnés par EDF Hydro pour un financement au 31 décembre 2018 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 (2011-2018) concernée *(TWh)*	Productible additionnel *(TWh)*	Montant *(M€)*
1. Rénovation et maintenance lourde	184	9,6	20,6	-	177
2. Modernisation et automatisation	215	15,9	31,7	-	58
3. Développement d'ouvrages existants	12	1,2	2,4	0,3	190
TOTAL (HORS DOUBLONS)	**411**	**17,1**	**34,0**	**0,3**	**424**

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 65 % pour le *Green Bond* n° 1, 46 % pour le *Green Bond* n° 2 et 98 % 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 Renouvelables ou rénovée, modernisée ou développée dans le cadre des investissements hydroélectriques ;
- la production d'électricité supplémentaire attendue de chaque projet ; et
- les émissions de CO_2 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 2018 *(en MW)*		Production attendue *(en TWh/an)*		Émissions de CO_2 évitées attendues *(en Mt/an)*	
		Brute (1)	**Nette** (2)	**Brute** (1)	**Nette** (2)	**Brutes** (1)	**Nettes** (2)
Green Bond n° 1 – novembre 2013		1 755	976	7,0	4,1	2,94	1,64
Green Bond n° 2 – octobre 2015		1 306	832	5,4	3,3	3,46	1,97
Green Bond n° 3 – octobre 2016	EDF Renouvelables	878	574	3,3	2,1	1,40	0,85
	EDF Hydro	17 064	17 064	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 CO_2 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* (2016) pour les grands réseaux électriques aux États-Unis, *Statistics Canada* (2016) pour les réseaux et provinces du Canada, et l'Agence internationale de l'énergie (2016) 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 5e 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 CO_2 évitées et (ii) que la production attendue et, par conséquent, les émissions de CO_2 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 2018, 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 2018, des fonds levés dans le cadre des émissions obligataires "Green Bond" (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 en novembre 2013, octobre 2015 octobre 2016 et janvier 2017*", 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 2018 (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 milliards 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 milliards 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 2018, d'un montant de 1,75 milliards d'euros ;
- au titre de l'Emission GB 2017, soit du 26 janvier 2017 au 31 décembre 2018, 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 2018.

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 2018 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 CO_2 évitées par les Projets Eligibles financés au 31 décembre 2018 à la méthodologie décrite dans la section "Impact des Projets Eligibles" 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 CO_2 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 2018. 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 14 février 2019.

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 14 février 2019.

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 2018 ;

(1) International Capital Market Association - Green Bond Principles, 2015 – Voluntary Process Guidelines for Issuing Green Bonds, March 27, 2015

Pour l'estimation des émissions de CO_2 évitées :

- procéder à une revue critique de la méthodologie utilisée pour déterminer l'estimation des émissions de CO_2 évitées ;
- vérifier la conformité dans tous leurs aspects significatifs des modalités appliquées pour déterminer l'estimation des émissions de CO_2 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 CO_2 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 2018 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 CO_2 évitées par les Projets Eligibles financés au 31 décembre 2018 par rapport à la méthodologie décrite dans la section "Impact des Projets Eligibles" 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.

Paris La Défense, le 15 mars 2019

L'un des Commissaires aux Comptes

Deloitte & Associés

Christophe Patrier
Associé

(1) International Capital Market Association - Green Bond Principles, 2015 – Voluntary Process Guidelines for Issuing Green Bonds, March 27, 2015

6. ÉTATS FINANCIERS



7. INFORMATIONS GÉNÉRALES CONCERNANT LA SOCIÉTÉ ET SON CAPITAL

7.1 INFORMATIONS GÉNÉRALES CONCERNANT LA SOCIÉTÉ 502

7.1.1 Dénomination sociale, adresse et numéro de téléphone du siège social 502
7.1.2 Registre du commerce et des sociétés, Code APE 502
7.1.3 Date de constitution et durée de la Société 502
7.1.4 Forme juridique et législation applicable 502

7.2 ACTES CONSTITUTIFS ET STATUTS 502

7.2.1 Objet social 502
7.2.2 Exercice social 502
7.2.3 Répartition statutaire des bénéfices 502
7.2.4 Droits attachés aux actions 503
7.2.5 Cession et transmission des actions 503
7.2.6 Modification des statuts, du capital et des droits de vote 503
7.2.7 Composition et fonctionnement du Conseil d'administration 503
7.2.8 Assemblées générales 503
7.2.9 Dispositifs statutaires ou légaux ayant pour effet de retarder une prise de contrôle de la Société 504
7.2.10 Franchissements de seuils 504

7.3 INFORMATIONS RELATIVES AU CAPITAL ET À L'ACTIONNARIAT 505

7.3.1 Montant et évolution du capital social 505
7.3.2 Autodétention et programme de rachat d'actions 506
7.3.3 Capital autorisé mais non émis 507
7.3.4 Autres titres donnant accès au capital 508
7.3.5 Titres non représentatifs du capital 508
7.3.6 Information sur le capital de tout membre du groupe faisant l'objet d'un accord conditionnel ou inconditionnel 508
7.3.7 Nantissement des titres de la Société 508
7.3.8 Répartition du capital et des droits de vote 509
7.3.9 Accords dont la mise en œuvre pourrait entraîner un changement de contrôle 510

7.4 MARCHÉ DES TITRES DE LA SOCIÉTÉ 511

7.5 OPÉRATIONS AVEC DES APPARENTÉS 512

7.5.1 Relations avec l'État 512
7.5.2 Relations avec Engie (ex-GDF Suez) 512
7.5.3 Relations avec les entreprises du secteur public 512
7.5.4 Conventions avec Framatome 512
7.5.5 Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés 513

7.6 CONTRATS IMPORTANTS 515

7.6.1 Contrats importants conclus en 2018 515
7.6.2 Contrats importants conclus en 2017 515
7.6.3 Contrats importants conclus en 2016 515

7.1 INFORMATIONS GÉNÉRALES CONCERNANT LA SOCIÉTÉ

7.1.1 DÉNOMINATION SOCIALE, ADRESSE ET NUMÉRO DE TÉLÉPHONE 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 8e, 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. 2 224-31 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 1er 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 soulte 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, à 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 CESSION 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 mise 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 « 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 223-14 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	**3 010 267 676**
Valeur nominale	0,50 euro par action
Nature des actions émises	actions ordinaires
Montant du capital social	1 505 133 838 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 Renouvelables »). 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 47 942 646 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 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.

Le 29 juin 2018, le capital a été augmenté pour être porté à la somme de 1 505 133 838 euros, divisé en 3 010 267 676 actions ordinaires. Cette augmentation de capital fait suite à la décision de l'Assemblée générale d'EDF du 15 mai 2018 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 2017.

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.

7.3.2 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 15 mai 2018.

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 15 mai 2018)

L'Assemblée générale du 15 mai 2018, 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 douzième 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 18 mai 2017.

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 15 mai 2018, elle prendra donc fin le 15 novembre 2019 sauf adoption par l'Assemblée générale du 16 mai 2019 du nouveau programme présenté au paragraphe 7.3.2.3 « Descriptif du programme soumis pour autorisation à l'Assemblée générale du 16 mai 2019 » ci-dessous.

7.3.2.2 Synthèse des opérations réalisées par la Société sur ses propres titres au cours de l'exercice 2018

Nombre d'actions autodétenues au 31 décembre 2018	**3 728 019**
Pourcentage de capital autodétenu au 31 décembre 2018	0,1238 %
Valeur comptable du portefeuille au 31 décembre 2018 [(1)] *(en euros)*	56 113 595,00
Valeur de marché du portefeuille au 31 décembre 2018 [(2)] *(en euros)*	51 446 662,20
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 2018, soit 13,80 euros.

Contrat de liquidité

EDF a confié à Oddo BHF, 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 2018, EDF a payé les commissions suivantes au titre des contrats de liquidité : 80 000 euros à Oddo BHF.

Nombre d'actions achetées et vendues au cours de l'exercice 2018

Au cours de l'exercice 2018, EDF a, dans le cadre du contrat de liquidité, acquis 15 901 287 de ses propres actions et cédé 15 603 284 actions. Le cours moyen d'achat des actions a été de 12,59 euros et le cours moyen de vente a été de 12,65 euros.

Affectation du portefeuille au 31 décembre 2018

Au 31 décembre 2018, la Société détenait un total de 3 728 019 de ses propres actions, se décomposant en 3 677 425 actions détenues dans le cadre du contrat de liquidité (représentant 0,1222 % 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 1er janvier 2019 et le 28 février 2019, la Société a acquis 1 852 803 de ses propres actions pour une valeur unitaire moyenne de 13.8963 euros, et cédé 1 470 088 actions pour une valeur unitaire moyenne de 14.03964 euros.

(1) Sous réserve d'ajustement par le Conseil d'administration en cas d'incorporation de primes, de réserves ou de bénéfices donnant lieu soià 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 ÉMIS

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 15 mai 2018 au Conseil d'administration, et leur utilisation au 31 décembre 2018 :

État des autorisations adoptées par l'Assemblée générale mixte du 15 mai 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)*	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 de capital toutes valeurs mobilières confondues	26 mois 15 juillet 2020	365 (1)	néant
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 15 juillet 2020	290 (1)	néant
Délégation de compétence au Conseil pour procéder à des offres par placement privé (2) avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires		290 (1)	
Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues	26 mois 15 juillet 2020	et 20 % du capital social par an	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 15 juillet 2020	10 % du capital par période de 12 mois	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		15 % du montant de l'émission	
Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues	26 mois 15 juillet 2020	initiale (1)	néant
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital par incorporation de réserves, bénéfices, primes ou autres	26 mois 15 juillet 2020	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 15 juillet 2020	145 (1)	néant
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)	néant
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital au profit des adhérents de plans d'épargne			
Émissions réservées au personnel	26 mois 15 juillet 2020	15	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 15 novembre 2019	10	néant
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	néant

(1) Le plafond nominal global d'augmentation du capital social de 365 millions d'euros prévu par la 13e 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 Samouraï ») :

- 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 Samouraï.

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.

Le 19 septembre 2018, EDF a levé avec succès 3,75 milliards de dollars américains sur 3 tranches d'obligations senior :

- obligation de 1,8 milliard de dollars, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 4,500 % ;
- obligation de 650 millions de dollars, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 4,875 % ;
- obligation de 1,3 milliard de dollars, d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 5,000 %.

Par ailleurs, le 25 septembre 2018, EDF a lancé avec succès une émission obligataire senior de 1 milliard d'euros, d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 2 %.

Le 25 septembre 2018, EDF a lancé une émission d'obligations super-subordonnées d'un montant de 1,25 milliard d'euros, avec un coupon de 4 % et une option de remboursement pouvant être exercée au gré d'EDF, en premier lieu, entre le 4 juillet 2024 (inclus) et le 4 octobre 2024 (inclus). Il a également lancé une offre contractuelle de rachat en numéraire ayant visé quatre souches d'obligations hybrides existantes pour un montant de 1,25 milliard d'euros. Le montant global de titres hybrides d'EDF demeure inchangé à l'issue de ces opérations d'émissions/rachats.

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 2018.

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 46 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018.

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'acquérir 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.

(1) Selon le taux de change au 20 janvier 2017.

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 31/12/2018			Situation au 31/12/2017			Situation au 31/12/2016		
	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*	2 518 498 450	83,67	83,77	2 444 361 086	83,50	83,60	1 805 952 345	85,62	85,73
Institutionnels et particuliers	453 361 661	15,06	15,08	444 381 189	15,18	15,20	267 417 384	12,68	12,70
Actionnariat salarié	34 679 546 (2)	1,15	1,15	35 266 513(3)	1,20	1,20	33 097 739 (4)	1,57	1,57
Actions autodétenues	3 728 019	0,12	–	3 430 016	0,12	–	2 669 215	0,13	–
TOTAL	**3 010 267 676**	**100,00**	**100,00**	**2 927 438 804**	**100,00**	**100,00**	**2 109 136 683**	**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 30 453 101 actions (représentant 1,01 % 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 du FCPE « Actions EDF » du plan d'épargne groupe EDF). Ce nombre comprend d'autre part près de 4,3 millions d'actions, représentant 0,14 % 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 30 856 184 actions (représentant 1,05 % 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 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.

(4) Ce nombre comprend d'une part 28 771 251 actions (représentant 1,36 % 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 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.

* *La participation de l'Etat au capital social d'EDF inclut la dotation de 389 349 361 actions EDF de l'EPIC BpiFrance depuis janvier 2018.*

Suite à la dotation par l'Etat de 389 349 361 actions EDF à l'EPIC Bpifrance, le 29 janvier 2018, le concert entre l'EPIC Bpifrance et l'État 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. L'Etat et BpiFrance agissent de concert et doivent se concerter avant chaque Assemblée générale d'EDF. L'EPIC Bpifrance s'est engagé à ne pas transférer, ni remettre en garantie les actions EDF ou à autrement en disposer.

À la connaissance de la Société, aucun autre actionnaire que l'État français et Bpifrance ne détient 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 2018, 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 2018 et au 31 décembre 2017 :

	Au 31 décembre 2018		Au 31 décembre 2017	
	Nombre d'actions détenues	% du capital	Nombre d'actions détenues	% du capital
État*	2 518 498 450	83,67	2 444 361 086	83,50
Institutionnels Europe hors France	124 602 395	4,14	111 751 510	3,81
Institutionnels reste du monde	201 203 349	6,68	174 348 008	5,96
Institutionnels France	68 798 317	2,29	83 945 491	2,87
Actionnaires individuels	58 752 599	1,95	74 336 180	2,54
Actionnariat salarié	34 679 546	1,15	35 266 513	1,20
Autodétention	3 728 019	0,12	3 430 016	0,12
TOTAL	**3 010 267 676**	**100,00**	**2 927 438 804**	**100,00**

À la suite de l'attribution de droits de vote double attachés aux 1 805 952 345 actions détenues au nominatif par l'État depuis deux ans au moins, l'État a indiqué détenir 2 129 149 089 actions et 3 935 101 434 droits de vote d'EDF au 18 février 2019 (soit 70,73 % du capital et 80,84 % des droits de vote d'EDF).(1)

L'État s'est engagé à opter pour un paiement en actions au titre du solde du dividende 2018 et des années 2019 et 2020.

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'État ne peut détenir moins de 70 % du capital d'EDF.

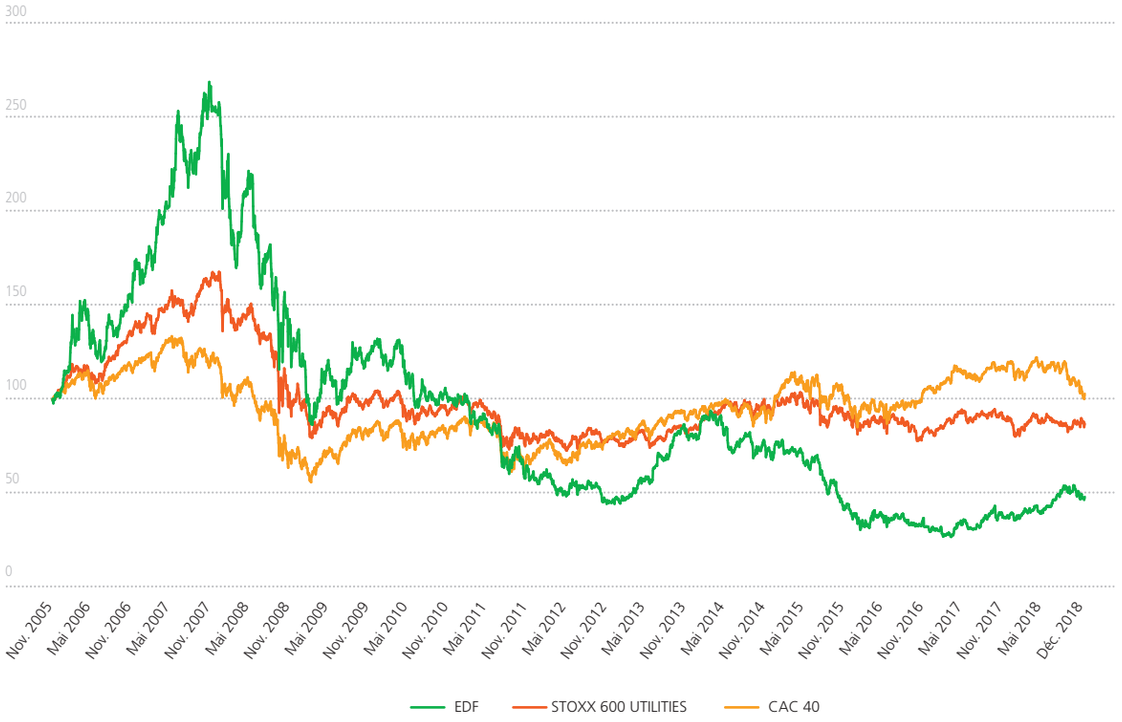
* *La participation de l'Etat au capital social d'EDF inclut la dotation de 389 349 361 actions EDF de l'EPIC BpiFrance depuis janvier 2018.*

(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 décembre 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 2018 jusqu'au 31 janvier 2019 sur le marché NYSE Euronext Paris :

	Transactions		**Cours de clôture** *(en euros)*	
	(en nombre de titres)	*(en euros (1))*	Plus haut	Plus bas
2019				
Janvier 2019	43 514 111	607 602 873	14,430	13,570
2018				
Décembre 2018	47 501 785	656 173 898	14,580	13,320
Novembre 2018	58 212 531	855 348 002	15,645	13,860
Octobre 2018	59 865 310	892 028 444	15,530	14,315
Septembre 2018	59 804 549	883 291 825	15,595	13,795
Août 2018	47 711 294	644 206 097	14,210	12,735
Juillet 2018	41 948 877	515 152 853	12,800	11,805
Juin 2018	56 942 506	656 312 024	11,920	11,100
Mai 2018	57 374 599	684 865 238	12,425	11,400
Avril 2018	49 927 549	574 673 986	11,960	11,180
Mars 2018	61 529 353	682 883 438	11,920	10,285
Février 2018	72 424 358	758 648 492	11,085	10,040
Janvier 2018	56 290 039	610 527 031	11,245	10,335

(1) Les transactions en 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 2018

Au cours de l'année 2018, l'action EDF a clôturé en hausse de 32,44 %, le CAC 40 a clôturé en baisse de 10,95 %, tandis que l'indice sectoriel Euro Stoxx Utility (SX6P) a clôturé en baisse de 2,08 %.

Au 31 décembre 2018, le cours de clôture de l'action EDF était de 13,80 euros (10,42 euros au 29 décembre 2017). Son cours de clôture le plus haut au cours de l'année 2018 a été de 15,64 euros le 8 novembre 2018, et son cours de clôture le plus bas de 10,04 euros le 9 février 2018.

La capitalisation boursière d'EDF au 31 décembre 2018 s'élevait à 41,54 milliards d'euros (contre 30,50 milliards d'euros au 29 décembre 2017).

ANNÉE 2019

Depuis le début de l'année 2019, et jusqu'au 31 janvier 2019 inclus, l'action EDF a monté de 4,57 %, le CAC 40 a monté de 5,54 % et l'indice sectoriel Euro Stoxx Utility (SX6P) a baissé de 7,48 %.

Au 31 janvier 2019, le cours de clôture de l'action EDF était de 14,430 euros. Son cours de clôture le plus bas au cours de l'année 2019 jusqu'au 31 janvier 2019 inclus a été de 13,570 euros le 8 janvier 2019, et son cours de clôture le plus haut de 14,430 euros le 31 janvier 2019.

La capitalisation boursière d'EDF au 31 janvier 2019 atteignait 43,44 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 2018 figure dans les notes 23 et 48 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018.

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 7.5.5 « Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés » du présent document de référence.

7.5.1 RELATIONS AVEC L'ÉTAT

Au 31 décembre 2018, l'État détenait 83,67 % du capital social et 83,77 % 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 2018.

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 »). En mars 2018, Enedis et GRDF ont décidé la création de deux entités mixtes : l'UONRH-MS regroupant les activités de contrat de travail, études et médico-social et l'OIT, l'opérateur Informatique & télécom regroupant toutes les activités de téléphonie et de bureautique. La mise en place de ces deux entités mixtes prend effet au 01/01/2019.

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 Orano. Les transactions avec Orano portent sur l'amont du cycle du combustible nucléaire et l'aval du cycle. 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 »), 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 2018.

7.5.4 CONVENTIONS AVEC FRAMATOME

Le rapport spécial des commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés du 9 mars 2018 mentionnait les contrats suivants antérieurement approuvés par l'Assemblée Générale d'EDF et dont l'exécution se poursuit :

- contrat relatif à la fourniture de la chaudière nucléaire de l'EPR de Flamanville 3 (autorisée par le Conseil d'administration d'EDF le 23 janvier 2007) ;
- contrat relatif à la maintenance et à l'entretien des chaudières à réaliser dans le cadre des troisièmes visites décennales des centrales des réacteurs nucléaires du palier 900 MW en France (autorisée par le Conseil d'administration d'EDF le 14 juin 2007).

A l'occasion de la revue des conventions conclues antérieurement à 2018, le Conseil d'administration réuni le 14 février 2019 a constaté que ces conventions pouvaient être considérées comme des transactions commerciales courantes dans le cadre de l'activité d'EDF et Framatome et qu'elles ont été conclues à des conditions normales. A ce titre, elles n'entrent pas dans le champ des conventions réglementées tel que prévu par le Code de commerce et ont été déclassées.

7.5.5 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 2018

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 et conclus au cours de l'exercice écoulé

Nous vous informons qu'il ne nous a été donné avis d'aucune convention ni d'aucun engagement autorisé et conclu au cours de l'exercice écoulé, à soumettre à l'approbation de l'Assemblée générale en application des dispositions de l'article L. 225-38 du Code de commerce.

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

1. 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 et d'AREVA SA, et Monsieur Maurice Gourdault-Montagne, administrateur d'EDF et d'AREVA SA.

Votre Conseil d'administration a préalablement autorisé la conclusion de ces contrats successivement lors de ses séances des 23 juin 2017 et 14 décembre 2017, qui ont été approuvés par l'Assemblée générale mixte du 15 mai 2018 statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2017.

a. Contrat entre EDF, AREVA SA et AREVA NP pour l'acquisition de 75,5% du capital de Framatome

Nature, objet et modalités : Faisant suite au protocole d'accord signé le 28 juillet 2016, votre 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 SA 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 nucléaires et d'équipements, d'assemblages de combustibles nucléaires et de services à la base installée du Groupe.

Le contrat d'acquisition final portant sur 75,5% du capital de Framatome, a été autorisé par votre Conseil d'administration du 14 décembre 2017 et signé le 22 décembre 2017 ; l'acquisition a été réalisée le 31 décembre 2017, pour un montant de 1.868 millions d'euros hors frais d'acquisition.

Ce contrat n'a pas eu d'effet financier au cours de l'exercice 2018, les négociations étant toujours en cours entre les parties sur (i) la fixation des compléments de prix, dont certains liés à des objectifs de performance mesurés postérieurement à la date de réalisation et dont la valorisation définitive, d'un montant maximum de 245 millions d'euros, devrait être connue courant 2019 et (ii) sur l'évaluation de certains éléments de garanties de passif accordées par Areva NP et exercés par EDF.

b. Signature par EDF du contrat relatif à l'acquisition de 19,5% des titres Framatome par Mitsubishi Heavy Industries (MHI)

Nature, objet et modalités : 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 a permis à MHI d'acquérir 19,5% de Framatome auprès d'AREVA SA et d'AREVA NP, dans des conditions financières similaires à celles prévues par EDF.

Ce contrat n'a pas eu d'effet financier au cours de l'exercice 2018, les négociations menées par EDF pour le compte de MHI étant toujours en cours entre les parties sur la fixation des compléments de prix et l'évaluation de certains éléments de garanties de passif accordées par Areva NP et exercés par EDF et MHI.

c. Signature par EDF du contrat relatif à l'acquisition de 5% des titres Framatome par Assystem

Nature, objet et modalités : 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 a permis 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 par EDF.

Ce contrat n'a pas eu d'effet financier au cours de l'exercice 2018, les négociations menées par EDF pour le compte d'Assystem étant toujours en cours entre les parties sur la fixation des compléments de prix et l'évaluation de certains éléments de garanties de passif accordées par Areva NP et exercés par EDF et Assystem.

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 nos rapports spéciaux sur les conventions et engagements réglementés relatifs aux exercices 2016 et 2017 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. Pacte d'actionnaires entre EDF, d'une part, et la Caisse des Dépôts et Consignation et CNP Assurances, d'autre part, concernant la société Coentreprise de Transport d'Electricité – CTE, maison-mère 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 : l'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 ces dernières d'une participation indirecte de 49,9% dans le capital de RTE, par l'intermédiaire de la société CTE, ainsi que la mise en place des modalités d'un partenariat de long terme pour favoriser le développement de RTE, notamment par la conclusion d'un pacte d'actionnaires.

2. Convention conclue entre l'Etat français, 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, partie prenante à l'accord et ayant un représentant au Conseil d'administration de CNP Assurances.

Nature, objet et modalités : cette convention conclue entre EDF, la Caisse des Dépôts et CNP Assurances, CTE et l'Etat français, a notamment pour objet de formaliser l'engagement de l'Etat de limiter à deux le nombre de ses représentants au Conseil de surveillance de RTE.

Paris La Défense, le 15 mars 2019

Les Commissaires aux comptes

KPMG S.A.		**Deloitte & Associés**	
Jay Nirsimloo	Michel Piette	Damien Leurent	Christophe Patrier

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 7.5.5 « Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés » du présent document de référence, à la section 7.5.4 du document de référence 2017 et à la section 7.5.4 du document de référence 2016.

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 2018, dans les chapitres 1 et 5 des documents de référence 2016 et 2017 ou dans l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2016 et 2017, 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 2017 et du document de référence 2016, de contrats importants autres que ceux conclus dans le cadre normal des affaires.

7.6.1 CONTRATS IMPORTANTS CONCLUS EN 2018

Les contrats importants conclus en 2018, autres que ceux conclus dans le cadre normal des affaires, auxquels le Groupe est partie, sont les suivants :

- Contrat de cession de la participation au capital de Dunkerque LNG – 30 octobre 2018 ;
- Contrat de cession d'une participation minoritaire de 49 % dans 24 fermes éoliennes situées au Royaume-Uni et représentant 550 MW à Dalmore Capital Limited et Pensions Infrastructure Platform- juin 2018 ;
- Contrat d'acquisition d'un projet Ecossais de parc éolien en mer dénommé « Neart na Gaoithe » d'une puissance de 450 MW- mai 2018.

7.6.2 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, autorisée par le Conseil d'administration du 14 décembre 2017.

7.6.3 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, 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, 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. INFORMATIONS GÉNÉRALES CONCERNANT LA SOCIÉTÉ ET SON CAPITAL



8. INFORMATIONS COMPLÉMENTAIRES

8.1 PERSONNE RESPONSABLE DU DOCUMENT DE RÉFÉRENCE ET ATTESTATION 518

8.1.1 Responsable du document de référence 518

8.1.2 Attestation du responsable du document de référence 2018 contenant le rapport financier annuel 518

8.2 RESPONSABLES DU CONTRÔLE DES COMPTES - COMMISSAIRES AUX COMPTES 519

Deloitte et Associés 519

KPMG SA 519

8.3 DOCUMENTS ACCESSIBLES AU PUBLIC - LEI 519

8.4 CALENDRIER DE COMMUNICATION FINANCIÈRE 519

8.5 TABLES DE CONCORDANCE 520

8.5.1 Table de concordance avec l'annexe I du règlement (CE) n° 809/2004 520

8.5.2 Table de concordance avec le rapport de gestion 522

8.5.3 Table de concordance avec les éléments du rapport du Conseil d'administration d'EDF sur le gouvernement d'entreprise 525

8.5.4 Table de concordance avec la déclaration de performance extra-financière 526

8.5.5 Table de concordance avec le rapport financier annuel 527

GLOSSAIRE 528

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 2018 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

6, Place de la Pyramide, 92908 Paris – la Défense Cedex, représenté par MM. Damien Leurent et Christophe Patrier.

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.

8.3 DOCUMENTS ACCESSIBLES AU PUBLIC - LEI

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 :

https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/investisseurs-actionnaires

et une copie peut en être obtenue au siège de la Société, 22-30, avenue de Wagram, 75382 Paris Cedex 08.

Le numéro LEI d'EDF est le 549300X3UK4GG3FNMO06.

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 :

https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/investisseurs-actionnaires/informations-reglementees

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.

8.4 CALENDRIER DE COMMUNICATION FINANCIÈRE

Résultats annuels 2018	**15 février 2019**
Chiffre d'affaires 1er trimestre 2019	14 mai 2019
Assemblée générale annuelle des actionnaires	16 mai 2019
Résultats semestriels 2019	26 juillet 2019

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 :

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	Chapitre 6
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 et 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 et 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.Evénements 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 et 1.4.5.1.2.3
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 et 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 et 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 influer sensiblement, de manière directe ou indirecte, sur les opérations de l'émetteur	Sections 1.3.1 et 1.3.2

Annexe I du règlement (CE) n° 809/2004 du 29 avril 2004	Sections du document de référence
10.Trésorerie et capitaux	**Chapitres 6 et 7**
10.1.Informations sur les capitaux	Sections 7.2 et 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
11.Recherche et développement, brevets et licences	**Section 1.6**
12.Informations sur les tendances	**Sections 5.2, 5.3 et 5.4**
12.1.Principales tendances depuis la fin du dernier exercice	Section 5.2
12.2.Evénement 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 et 4.3.1
Nom, adresse, professionnelle et fonction	Sections 4.2.1 et 4.3.1
Nature de tout lien familial existant	Sections 4.4
Expertise et expérience	Sections 4.2.1 et 4.3.1
Déclaration de non condamnation	Section 4.4.2
14.2.Conflits d'intérêts	Section 4.4.3
15.Rémunérations et avantages	**Section 4.6**
15.1.Rémunération versée et avantages en nature	Sections 4.6.1 et 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 3.4.1**
17.1.Nombre de salariés	Section 3.4.1.1
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	Chapitre 6
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	Sections 6.1 et 7.3 - Note 27
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

Annexe I du règlement (CE) n° 809/2004 du 29 avril 2004	Sections du document de référence
Informations relatives aux actions non représentatives du capital	Section 7.3.5
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 et 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
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 2018 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 :

Elément 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 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	Chapitre 3 et Section 8.5.4
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 et 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	Sections 4.2 et 4.3
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 et description de la politique de diversité appliquée aux membres du conseil d'administration, description des objectifs, de ses modalités de mise en œuvre et des résultats obtenus	L. 225-37-4 du Code de commerce	Section 4.2

Elément requis	Texte de référence	Chapitre du document de référence
Informations représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein du Comex et indice de mixité dans les 10 % de postes à plus forte responsabilité	L. 225-37-4 du Code de commerce	Section 3.2.2.2
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	Sections 7.5 et 7.6 - notes 23 et 48 de l'annexe aux comptes consolidés
Limitation des pouvoirs du Président-Directeur Général	L. 225-37-4 du Code de commerce	Sections 4.2.2 et 7.2.9
Informations susceptibles d'avoir une incidence en cas d'offre publique	L. 225-37-5 du Code de commerce	Sections 7.2 et 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

Elément requis	Texte de référence	Chapitre du document de référence
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 3.4.3.1 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		
Déclaration de performance extra-financière	L. 225-102-1 al 5 et 6 et R.225-105 du Code de commerce	Chapitre 3 et Section 8.5.4
Informations spécifiques pour les sociétés exploitant au moins un site classé Seveso « seuil haut »	L. 225-102-2 du Code de commerce	Section 1.5.6.2
Plan de vigilance	Article L. 225-102-4 I alinéa 1 du Code de commerce	Section 3.8.1
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	L.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 monétaire et financier	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 :

Elément 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	Sections 4.2 et 4.3
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 et description de la politique de diversité appliquée aux membres du conseil d'administration, description des objectifs, de ses modalités de mise en œuvre et des résultats obtenus	L. 225-37-4 du Code de commerce	Section 4.2
Informations représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein du Comex et indice de mixité dans les 10 % de postes à plus forte responsabilité	L. 225-37-4 du Code de commerce	Section 3.2.2.2
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	Sections 7.5 et 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	Sections 4.2.2 et 7.2.9
Informations susceptibles d'avoir une incidence en cas d'offre publique	L. 225--37-5 du Code de commerce	Sections 7.2.8 et 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 LA DÉCLARATION DE PERFORMANCE EXTRA-FINANCIÈRE

Le présent document de référence inclut la déclaration de performance extra-financière de l'exercice 2018 établie en application des articles L. 225-102-1 et R. 225-105 du Code de commerce.

Ainsi, dans la mesure nécessaire à la compréhension de la situation de la Société, de l'évolution de ses affaires, de ses résultats économiques et financiers et des incidences de son activité, la déclaration de performance extra-financière (DPEF) présente les informations sur la manière dont la Société et le Groupe prennent en compte les conséquences sociales et environnementales de leurs activités, ainsi que les effets de ces activités quant au respect des droits de l'homme et à la lutte contre la corruption et l'évasion fiscale.

La DPEF est ainsi constituée des sections du document de référence identifiées dans le tableau ci-dessous :

Rubriques	Sections du document de référence	Rubriques	Sections du document de référence
Modèles d'affaires			**Sections 1.3 et 1.4**
Facteurs de risques			**Chapitre 3 et Section 2.1**
Enjeux/Risques de la performance extra-financière du Groupe (1)		**Indicateurs clés de performance des politiques du Groupe**	
Adaptation des compétences	Sections 3.2.2.3 et 3.4.1.3	% de salariés ayant bénéficié d'une formation dans l'année	Section 3.4.1.3
Enjeu de la concertation avec les parties prenantes	Section 3.2.5	% du nombre de projets entrant dans les critères – soit tout nouveau projet de plus de 50 millions d'euros, pour lequel une décision d'investissement est prise à partir du 1er janvier 2017 et ayant un impact significatif sur les territoires ou l'environnement.	Section 3.2.5.1
Efficacité énergétique	Sections 1.4.6, 1.4.2 et 3.2.4	Nombre de consultations des clients sur les plateformes digitales de suivi de consommation	Section 3.2.4.1
Enjeu Climat - Réduction des émissions directes de gaz à effet de serre	Section 3.2.1	Emissions de CO_2 en gCO_2/kWh dues à la production d'électricité et de chaleur	Section 3.2.1.2.4
Enjeu de la biodiversité et du patrimoine environnemental	Section 3.2.6	Taux de connaissance de la qualité écologique du foncier	Section 3.2.6.3.1
Enjeu du mix énergétique	Section 1.6.2	Capacité nettes installées ENR en MWe	Section 1.4.1.5
Gestion des déchets radioactifs et combustibles usés	Sections 1.4.1.1.4, 1.4.5.1.2.1 et 3.3.2	France : m^3 de déchets radioactifs solides de Haute et Moyenne Activité à Vie Longue	Section 3.9.3.2.1
		UK : m^3 de déchets radioactifs à Faible Activité évacués	Section 3.9.3.2.1
Précarité énergétique des clients particuliers	Section 3.2.3	Nombre « d'accompagnements énergie » en France	Section 3.2.3.1
Promotion de la diversité	Sections 3.2.2 et 3.4.4.3	% de femmes dans les Comités de direction des entités du Groupe.	Sections 3.2.2.2 et 4.2.1
Santé sécurité	Section 3.2.2	LTIR Global - groupe et prestataires (à compter de 2019) – TF Global en 2018	Section 3.2.2.1
Sureté du parc nucléaire	Sections 1.4.1, et 1.4.5	Nombre d'événements significatifs de niveau 2 sur l'échelle INES	Section 3.9.3.2.2

(1) Les enjeux sont classés par ordre alphabétique

Informations spécifiques	Sections du document de référence
Informations sociétales : informations sur la sous-traitance, les fournisseurs et la loyauté des pratiques	**Sections 3.3.3 et 3.4.4**
Respect des droits de l'homme	Sections 3.2.2, 3.2.3 et 3.3.3
Lutte contre la corruption	Section 3.5.1
Lutte contre l'évasion fiscale	Section 3.5.2
Conséquences sur le changement climatique de l'activité du Groupe et de l'usage des biens et services qu'il produit	**Sections 3.1.3, 3.2.1 et 3.3.1**
Engagements en faveur du développement durable et de l'économie circulaire	Sections 3.1.3 et 3.3.2
Engagements en faveur de la lutte contre le gaspillage et la précarité alimentaire, du respect du bien-être animal et d'une alimentation responsable, équitable et durable	Section 3.3.2
Conséquences sociales : informations sur l'emploi, l'organisation du travail, les relations sociales, la formation et l'égalité de traitement	**Section 3.4**
Accords collectifs conclus au sein du Groupe et impacts sur la performance économique et sur les conditions de travail des salariés	Section 3.2 et 3.4
Actions visant à lutter contre les discriminations, et promouvoir les diversités	Sections 3.2.2, 3.3, 3.4 et 3.5
Mesures prises en faveur des personnes en situation de handicap	Sections 3.2, 3.3 et 3.4

8.5.5 TABLE DE CONCORDANCE AVEC LE RAPPORT FINANCIER ANNUEL

Le présent document de référence inclut le rapport financier annuel de l'exercice 2018 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 consolidées

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 (mégabecquerel ou million de becquerels) et le GBq (gigabecquerel 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 : ■ 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. 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). 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 %).
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 *(European Pressurized water Reactor)*. 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 : ■ 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_2O), 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 1er 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.

Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE)	En France, les pouvoirs publics expriment sous la forme d'un projet opérationnel appelé « PPE » leurs priorités d'actions dans le domaine de l'énergie afin d'atteindre les objectifs fixés par la loi (dont la neutralité carbone en 2050). La PPE de métropole continentale est élaborée par le Gouvernement. La PPE fixe le cap pour toutes les filières énergétiques qui pourront constituer, de manière complémentaire, le mix énergétique français de demain.
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 *(Union for the Coordination of Transmission of Electricity).*
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) : ■ 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 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, droits réservés.

Le système de management régissant l'impression de ce document est certifié ISO14001:2004.

Les visuels d'illustration du Document de référence 2018 sont issus de la nouvelle campagne publicitaire d'EDF « Devenons l'énergie qui change tout », rappelant que, dans un contexte de lutte contre le changement climatique, le Groupe EDF accélère sa transformation en invitant tout un chacun à rejoindre le mouvement.

Conception & réalisation LABRADOR INFORMATION DESIGN +33 (0)1 53 06 30 80

MARS 2019

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 1 505 133 838 euros
552 081 317 R.C.S. Paris
edf.fr

LE GROUPE EST CERTIFIÉ ISO 14001