Société anonyme
au capital de 1 054 568 341,50 euros
Siège social : 22-30, avenue de Wagram
75382 Paris cedex 08
552 081 317 RCS Paris

Groupe EDF

RAPPORT D'ACTIVITÉ 2016

RÉSULTATS DU GROUPE

SOMMAIRE

1 CHIFFRES CLÉS 3
2 ÉLÉMENTS DE CONJONCTURE 5
2.1 Évolution des prix de marché de l'électricité et des principales sources d'énergie 5
2.2 Consommation d'électricité et de gaz 9
2.3 Tarifs de l'électricité et du gaz naturel 9
2.4 Conditions climatiques : températures et pluviométrie 10
3 ÉVÉNEMENTS MARQUANTS DE L'ANNÉE 2016 11
4 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE 11
4.1 Conseil d'administration du 13 février 2017 11
4.2 Émission d'obligations « Samouraï » de 137 milliards de yens 11
4.3 Procédure concernant EDF - Saisine du Tribunal de commerce de Paris par cinq administrateurs d'EDF SA représentant les salariés 11
5 ANALYSE DE L'ACTIVITÉ ET DU COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ POUR 2015 ET 2016 12
5.1 Chiffre d'affaires 13
5.2 Excédent brut d'exploitation (EBE) 15
5.3 Résultat d'exploitation 18
5.4 Résultat financier 19
5.5 Impôts sur les résultats 19
5.6 Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises 19
5.7 Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle 19
5.8 Résultat net part du Groupe 19
5.9 Résultat net courant 19
6 ENDETTEMENT FINANCIER NET, FLUX DE TRÉSORERIE ET INVESTISSEMENTS 20
6.1 Cash flow opérationnel 20
6.2 Variation du besoin en fonds de roulement 21
6.3 Investissements nets 21
6.4 Actifs dédiés 22
6.5 Cash flow avant dividendes 22
6.6 Dividendes versés en numéraire 22
6.7 Cash flow Groupe 22
6.8 Effet de la variation de change 22
6.9 Ratios financiers 22
7 GESTION ET CONTRÔLE DES RISQUES MARCHÉS 23
7.1 Gestion et contrôle des risques financiers 23
7.2 Gestion et contrôle des risques marchés énergies 34
7.3 Gestion des risques assurables 35
8 OPÉRATIONS AVEC LES PARTIES LIÉES 36
9 PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION 36
10 PRINCIPAUX RISQUES ET INCERTITUDES 36
11 PERSPECTIVES FINANCIÈRES 37

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 2016 sont préparés conformément aux normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 31 décembre 2016. Ces normes internationales comprennent les normes IAS *(International Accounting Standards),* IFRS *(International Financial Reporting Standards)* et les interprétations (SIC et IFRIC).

Le référentiel comptable du Groupe est présenté en note 1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2016.

Les informations financières présentées dans ce document sont élaborées à partir des comptes consolidés au 31 décembre 2016 du groupe EDF.

Les chiffres clés du Groupe pour l'exercice 2016 sont présentés ci-après.

EXTRAIT DU COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ

(en millions d'euros)	2016	2015	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	71 203	75 006	(3 803)	- 5,1	- 3,2
Excédent brut d'exploitation (EBE)	16 414	17 601	(1 187)	- 6,7	- 4,8
Résultat d'exploitation	7 514	4 280	3 234	+ 75,6	+ 76,6
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	4 181	1 692	2 489	+ 147,1	+ 148,0
Résultat net part du Groupe	2 851	1 187	1 664	+ 140,2	+ 141,4
Résultat net courant (1)	4 085	4 822	(737)	- 15,3	- 15,0

(1) *Le résultat net courant n'est pas défini par les normes IFRS et n'apparaît pas en lecture directe dans le compte de résultat consolidé du Groupe. Il correspond au résultat net hors éléments non récurrents et hors variation nette de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de* trading *nets d'impôts (voir section 5.9 « Résultat net courant »).*

PASSAGE DU RÉSULTAT NET PART DU GROUPE AU RÉSULTAT NET COURANT

(en millions d'euros)	2016	2015
Résultat net part du Groupe	2 851	1 187
Décision de la Commission européenne concernant le RAG (1)	-	354
Autres, y compris variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de *trading*	233	86
Pertes de valeur	1 001	3 195
RÉSULTAT NET COURANT	**4 085**	**4 822**
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	(582)	(591)
RÉSULTAT NET COURANT AJUSTÉ DE LA RÉMUNÉRATION DES ÉMISSIONS HYBRIDES	**3 503**	**4 231**

(1) *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).*

EXTRAIT DU BILAN CONSOLIDÉ

(en millions d'euros)	31/12/2016	31/12/2015
Actif immobilisé	147 626	149 439
Stocks et clients	37 397	36 973
Autres actifs	66 238	69 536
Trésorerie, autres actifs liquides, prêt à RTE [1] et aux sociétés en contrôle conjoint	25 159	22 993
Actifs détenus en vue de leur vente [(1)]	5 220	–
TOTAL DE L'ACTIF	**281 640**	**278 941**
Capitaux propres - part du Groupe	34 438	34 749
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	6 924	5 491
Passifs spécifiques des concessions	45 692	45 082
Provisions	74 966	75 327
Emprunts et dettes financières	61 230	60 388
Autres passifs	56 281	57 904
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente [(2)]	2 109	–
TOTAL DU PASSIF	**281 640**	**278 941**

(1) Inclut 104 millions d'euros d'actifs financiers impactant l'endettement financier net (voir ci-dessous).

(2) Inclut 1 458 millions d'euros de dettes financières impactant l'endettement financier net (voir ci-dessous).

CASH FLOW GROUPE

(en millions d'euros)	2016	2015	Variation en valeur	Variation en %
Cash flow Groupe [(1)]	(1 565)	(2 064)	+ 499	+ 24,2

(1) Le cash flow Groupe ne constitue pas un agrégat défini par les normes IFRS comme élément de mesure de la performance financière et ne peut pas être comparable aux indicateurs ainsi dénommés par d'autres entreprises. Il est égal au cash flow opérationnel après variation du besoin en fonds de roulement net, investissements nets, dotations et retraits sur actifs dédiés et dividendes.

INFORMATIONS RELATIVES À L'ENDETTEMENT FINANCIER NET

(en millions d'euros)	31/12/2016	31/12/2015	Variation en valeur	Variation en %
Emprunts et dettes financières	65 195	64 183	1 012	+ 1,6
Dérivés de couvertures des dettes	(3 965)	(3 795)	(170)	+ 4,5
Dettes financières reclassées dans les passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente [(2)]	1 458	-	1 458	+ 100,0
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(2 893)	(4 182)	1 289	- 30,8
Actifs financiers disponibles à la vente - Actifs liquides	(22 266)	(18 141)	(4 125)	+ 22,7
Prêt à RTE	-	(670)	670	- 100,0
Actifs financiers reclassés dans les actifs détenus en vue de leur vente [(2)]	(104)	-	(104)	+ 100,0
ENDETTEMENT FINANCIER NET [(1)]	**37 425**	**37 395**	**30**	**+ 0,1**

(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.

*(2) L'endettement financier net des actifs destinés à être cédés en 2016 concerne principalement la société C25 (*holding *de RTE) et des sociétés en Pologne.*

1. RTE est une filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du Code de l'énergie.

2 ÉLÉMENTS DE CONJONCTURE

2.1 Évolution des prix de marché de l'électricité et des principales sources d'énergie

Dans un marché européen interconnecté, l'analyse des prix de marché en France, mais aussi dans le reste de l'Europe, est un élément de contexte important.

Au cours de l'année 2016, les prix *spot* de l'électricité en Europe ont été globalement inférieurs à ceux de l'année 2015. Le recul des prix s'explique essentiellement par la baisse des prix des combustibles, notamment du gaz et du CO_2, et par un hiver 2015/2016 particulièrement doux, malgré une année 2016 plus froide que 2015. La fin de l'année 2016 a connu des prix en augmentation en raison notamment de l'arrêt de plusieurs réacteurs nucléaires français pour réaliser des contrôles supplémentaires demandés par l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) et à une remontée des prix des combustibles.

2.1.1 Prix *spot* de l'électricité en Europe [1]

	France	Royaume-Uni	Italie	Allemagne	Belgique
Moyenne 2016 en base *(€/MWh)*	36,7	49,1	42,8	29,0	36,6
Variation 2016/2015 des moyennes en base	- 4,5 %	- 11,8 %	- 18,2 %	- 8,4 %	- 18,0 %
Moyenne 2016 en pointe *(€/MWh)*	45,7	57,4	48,0	35,2	46,7
Variation 2016/2015 des moyennes en pointe	- 2,0 %	- 7,0 %	- 18,1 %	- 9,8 %	- 13,4 %

Les commentaires ci-dessous portent sur les prix en base.

En **France**, les prix *spot* de l'électricité se sont établis en moyenne à 36,7 €/MWh sur 2016, enregistrant une baisse de 1,7 €/MWh par rapport à l'année précédente. Cette baisse est essentiellement portée par le premier trimestre et, dans une moindre mesure, par le second et le troisième trimestre. Elle s'explique, d'une part, par des températures plus douces de 0,7 °C sur le premier trimestre et, d'autre part, par la chute des prix des combustibles en début d'année. Le dernier trimestre 2016 a néanmoins tiré à la hausse la moyenne des prix *spot* sur l'année, puisque les prix *spot* ont été, au cours du dernier trimestre 2016, supérieurs de 19,2 €/MWh par rapport au dernier trimestre 2015.

La consommation annuelle a connu une légère hausse de 1,5 [2] %, entre 2015 et 2016, portée notamment par le dernier trimestre 2016 (hausse de 6,5 %), les températures s'étant établies légèrement en dessous des normales de saison et 2,2 °C en dessous de celles du dernier trimestre 2015.

Enfin, l'année 2016 a été marquée par le maintien à l'arrêt, au second semestre, de plusieurs réacteurs nucléaires pour effectuer des contrôles demandés par l'ASN sur les taux de concentration en carbone des fonds de générateurs de vapeur. Les moyens de production thermiques, notamment au gaz, ont davantage été sollicités. Les productions hydraulique et solaire ont augmenté par rapport à l'année précédente, tandis que la production d'origine éolienne a été relativement stable. Enfin, le solde des échanges aux frontières a reculé tout en restant exportateur.

Au **Royaume-Uni**, les prix *spot* de l'électricité ont diminué de 11,8 % par rapport à 2015 pour atteindre en moyenne 49,1 €/MWh. Le pays a néanmoins connu quelques pics de prix entre septembre et novembre, allant jusqu'à 199 €/MWh la journée du 19 septembre. Ces pics de prix s'expliquent par une demande élevée liée à des températures plus faibles, dans un contexte de production éolienne exceptionnellement faible ces jours-là, un parc de production peu disponible et un recours aux importations plus limité.

En **Italie**, les prix *spot* moyens ont reculé de 18 % par rapport à l'an dernier pour atteindre 42,8 €/MWh.

En **Allemagne**, les prix *spot* se sont établis en moyenne à 29,0 €/MWh, en baisse de 2,6 €/MWh par rapport à 2015. Il s'agit du prix moyen le plus bas depuis 2005 et le plus bas d'Europe de l'ouest. Le pays, dont le parc éolien et photovoltaïque est le plus important d'Europe avec près de 88 GW de puissance installée, a connu plusieurs épisodes de prix négatifs résultant de la conjonction d'une demande exceptionnellement faible et d'une production renouvelable fatale importante. Le pays a d'ailleurs connu une pointe de production éolienne à près de 37 GW le 27 décembre et une pointe de production photovoltaïque à plus de 26 GW en mai. Néanmoins, à la mi-décembre, le prix *spot* allemand était à son plus haut niveau depuis près de 3 ans suite à une indisponibilité nucléaire plus importante. La fin de la taxe sur le combustible nucléaire, effective au 1er janvier 2017, a conduit les exploitants à attendre l'année 2017 pour recharger leurs tranches nucléaires en combustible.

En **Belgique**, les prix *spot* ont reculé de 8,1 €/MWh par rapport à 2015, s'établissant en moyenne à 36,6 €/MWh. Les prix *spot* ont globalement suivi l'évolution à la baisse des prix *spot* français. Cette baisse a été confortée par le retour des tranches belges de Doel 1, Doel 2 et Tihange 3, après une longue période d'indisponibilité en 2015. En fin d'année, l'indisponibilité de la centrale nucléaire de Tihange 1 à partir de septembre a exercé une pression à la hausse sur les prix *spot*.

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. *Source : RTE.*

2.1.2 Prix à terme de l'électricité en Europe [1]

	France	Royaume-Uni	Italie	Allemagne	Belgique
Moyenne 2016 du prix du contrat annuel 2017 à terme en base *(€/MWh)*	33,3	47,9	41,2	26,6	33,4
Variation 2016/2015 des moyennes des prix des contrats annuels à terme en base	- 12,7 %	- 18,5 %	- 12,7 %	- 14,2 %	- 23,0 %
Prix à terme du contrat annuel 2017 en base au 28 décembre 2016 *(€/MWh)*	40,3	55,7	46,9	34,3	39,6
Moyenne 2016 du prix du contrat annuel 2017 à terme en pointe *(€/MWh)*	44,6	55,0	47,1	33,5	43,6
Variation 2016/2015 des moyennes des prix des contrats annuels à terme en pointe	- 5,2 %	- 17,3 %	- 10,7 %	- 14,3 %	- 16,1 %
Prix à terme du contrat annuel 2017 en pointe au 28 décembre 2016 *(€/MWh)*	51,0	62,6	52,3	42,1	50,6

En Europe, les contrats annuels à terme de l'électricité en base et en pointe sont en moyenne en baisse par rapport à l'année 2015. Ce recul est principalement dû à une baisse des prix des combustibles, notamment du gaz et du CO_2. Après avoir fléchi au premier trimestre, les cours sont néanmoins repartis à la hausse à partir du second trimestre, avec des fluctuations particulièrement importants à l'automne.

En **France**, le contrat annuel en base s'est établi en moyenne à 33,3 €/MWh, enregistrant une baisse de 12,7 % par rapport à la moyenne constatée en 2015, en raison principalement de la baisse des prix du gaz et du CO_2. Néanmoins, le prix du contrat annuel pour livraison en 2017 a clôturé l'année 2016 à 40,3 €/MWh en base, en hausse de 7,2 €/MWh par rapport au début d'année. Cette augmentation des prix, essentiellement concentrée sur le quatrième trimestre, est expliquée par la hausse des prix du charbon et du gaz dans un premier temps, et par les incertitudes autour de la disponibilité du parc nucléaire au premier trimestre 2017, suite aux contrôles supplémentaires sur les générateurs de vapeur demandés par l'ASN et nécessitant l'arrêt des réacteurs concernés. Début décembre, après l'accord de l'ASN sur le redémarrage de 8 des 12 réacteurs nucléaires concernés par les problématiques de ségrégation carbone, le prix annuel 2017 a perdu près de 6 €/MWh, tiré par la baisse de près de 12 €/MWh du prix Q1-2017. Le prix à terme est ensuite reparti à la hausse, dans la lignée de la hausse des prix du charbon et du CO_2.

Au **Royaume-Uni**, le contrat annuel *April Ahead* en base libellé en euros, courant du 1er avril au 31 mars de l'année suivante, a diminué de 18,5 % par rapport à 2015 suivant la tendance des prix du gaz. Au cours de l'année, le prix a néanmoins enregistré une hausse de 15 %, portée par l'augmentation des prix du gaz anglais, toutefois compensée dans la cotation du prix en euros par la dépréciation de la livre sterling amorcée le 23 juin suite au vote sur le Brexit.

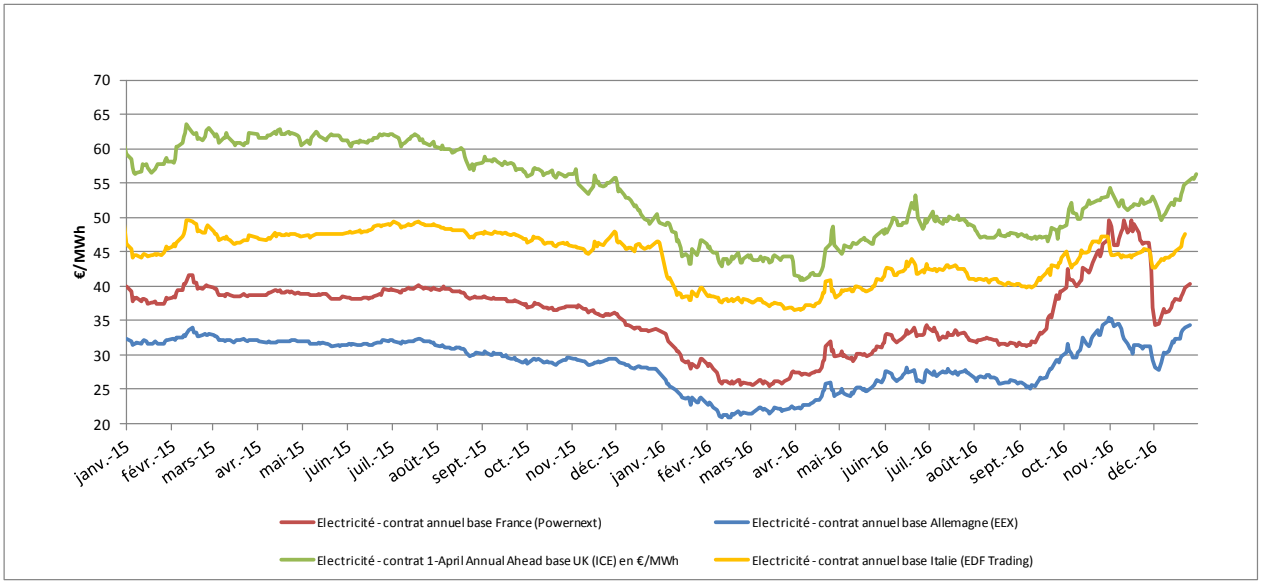
En **Italie**, le contrat annuel en base a également fortement reculé. Il a été en moyenne inférieur de près de 6 €/MWh à celui de 2015. Ce repli s'explique par la baisse des prix du gaz, la production du pays étant particulièrement dépendante des centrales au gaz, et par la progression des énergies renouvelables installées.

En **Allemagne**, le contrat annuel en base a diminué en moyenne de 14,2 % par rapport à 2015. Ce recul s'explique par la baisse de prix des combustibles. Le prix du contrat Cal 2017 a néanmoins gagné 8 €/MWh entre le début et la fin de l'année, passant de 26,3 €/MWh à 34,3 €/MWh. Les prix allemands ont globalement suivi la même évolution que les prix français, excepté sur le dernier trimestre. Ils ont par ailleurs été davantage influencés par la hausse importante des prix du charbon sur l'année, les centrales à charbon étant très présentes dans le mix énergétique Outre-Rhin.

En **Belgique**, le contrat annuel en base a subi une baisse de 23 % par rapport à celui de l'an dernier, pour s'établir, en moyenne, à 33,4 €/MWh. Il a globalement suivi les évolutions des prix du contrat français.

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 2015 puis avril 2016 (au Royaume-Uni, la livraison du contrat annuel a lieu du 1er avril au 31 mars).*

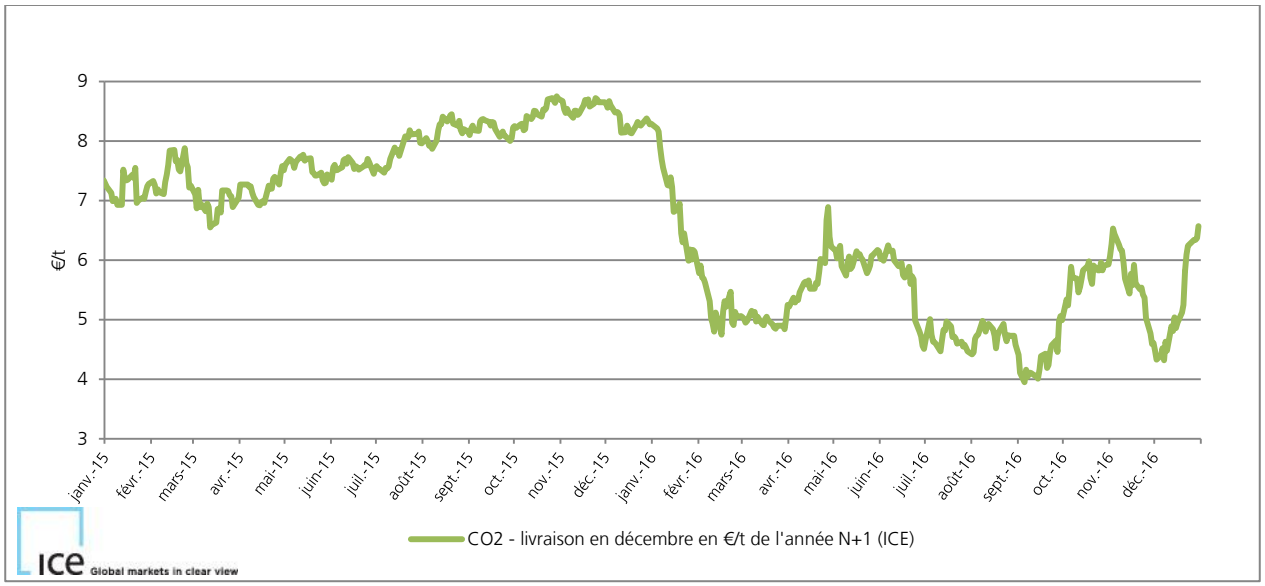
ÉVOLUTION DES PRINCIPAUX CONTRATS À TERME EUROPÉENS D'ÉLECTRICITÉ EN BASE



2.1.3 Évolution du prix des droits d'émission de CO_2 [1]

Le prix du certificat d'émission pour livraison en décembre 2017 a clôturé l'année 2016 à 6,6 €/t, en baisse de 1,6 €/t par rapport au début de l'année. Cette baisse masque une évolution contrastée au cours de l'année. Le prix a ainsi fortement chuté en début d'année du fait d'une baisse de la demande de quotas, en raison de perspectives industrielles revues à la baisse en Europe, et du fonctionnement prévisionnel des centrales à charbon également revu à la baisse. Ce mouvement baissier a effacé la hausse des prix qui était survenue suite à l'adoption par le Parlement Européen du *market stability reserve*, en juillet 2015. On note également l'inversion survenue dans le *"merit order"* en Grande-Bretagne entre centrales au charbon et centrales au gaz. Comme les centrales au gaz sont plus économiques à faire tourner et émettent environ plus de deux fois moins de CO_2 par MWh produit que les centrales au charbon, la demande prévisionnelle en quotas de CO_2 a fortement diminué. Le prix a ensuite augmenté, en lien avec les perspectives de mise en place d'un éventuel prix-plancher sur le CO_2 en France. Cette hausse s'est arrêtée net avec les résultats du referendum sur le Brexit qui ont arrêté cette tendance haussière, la France perdant au sein de l'Union européenne son principal allié, à savoir le Royaume-Uni, dans la lutte contre les gaz à effet de serre. À l'automne, le prix du CO_2 a ensuite augmenté en raison du maintien à l'arrêt de tranches nucléaires françaises, du fait de tests demandés par l'ASN, entraînant un recours accru aux moyens thermiques, notamment charbon, gaz et lignite allemand. Enfin, le prix a connu une nouvelle baisse en novembre, la COP 22 de Marrakech n'ayant pas donné satisfaction dans la mise en œuvre pratique d'une politique de lutte contre les émissions de gaz à effet de serre.

ÉVOLUTION DU PRIX DES DROITS D'ÉMISSION DE CO_2



1. *Cotation moyenne ICE du contrat annuel de la phase III (2013-2020).*

2.1.4 Prix des combustibles fossiles [1]

	Charbon *(US$/t)*	Pétrole *(US$/bbl)*	Gaz naturel *(€/MWhg)*
Moyenne 2016	53,7	45,1	15,5
Variation 2016/2015 des moyennes	- 1,7 %	- 15,7 %	- 24 %
Plus haut de 2016	77,6	56,8	18,9
Plus bas de 2016	36,5	27,9	12,9
Prix fin 2015	44,0	37,3	15,8
Prix fin 2016	70,3	56,8	18,9

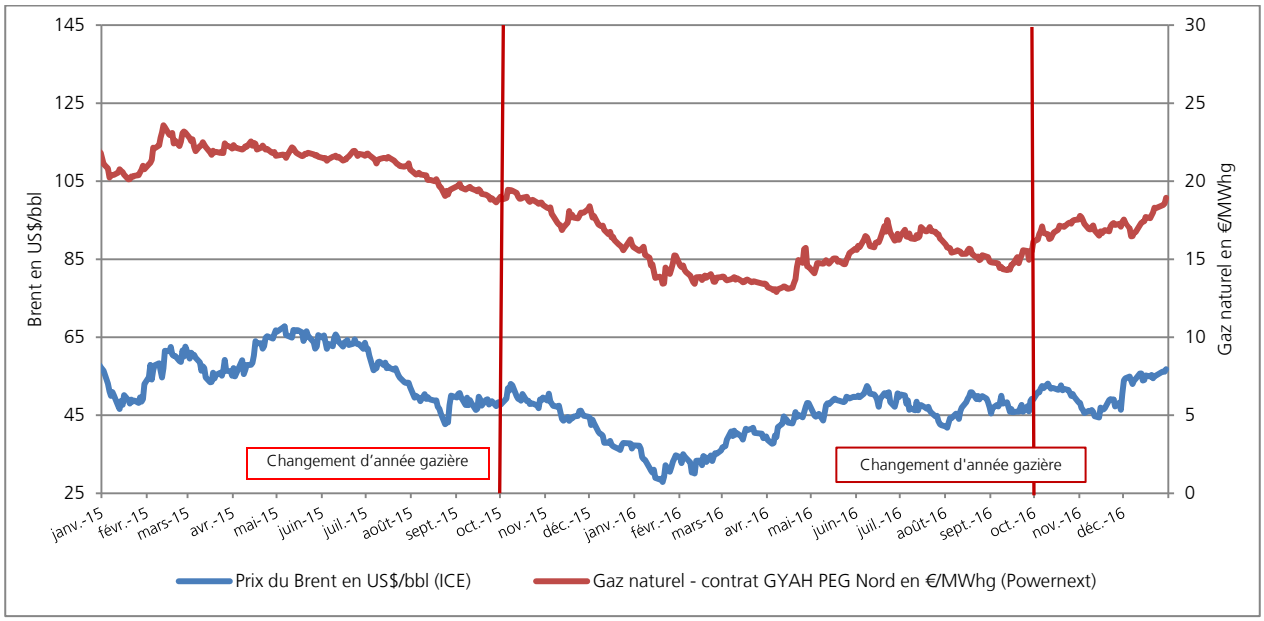
Le prix du **pétrole** a clôturé l'année 2016 à 56,8 US$/bbl, en hausse de 19,5 US$/bbl par rapport au début de l'année. L'année a également été marquée par une forte volatilité des prix, le marché réagissant aux événements géopolitiques ou aux différentes réunions de l'OPEP et des autres pays producteurs concernant la maîtrise concertée de l'offre face à une demande atone. Le marché a fortement chuté début janvier en raison de craintes sur l'économie chinoise et de la perspective de forte reprise des exportations iraniennes à la suite de l'accord sur le nucléaire dans ce pays avec les puissances occidentales. Le prix du pétrole a ainsi atteint son plus bas de l'année le 20 janvier à 27,9 US$/bbl. Une phase durable d'augmentation des prix a ensuite suivi jusqu'à l'été, en raison de tensions sur l'offre. On peut notamment citer les incendies de forêt au Canada qui ont fortement impacté la production en Alberta, les grèves inédites dans l'industrie pétrolière au Koweït, un des plus gros producteurs mondiaux, ainsi que la fermeture de nombreux puits de pétrole de schiste américains, non rentables à ces niveaux de prix. Les premières tentatives de réduction concertée de l'offre ont eu lieu, avec notamment une réunion en avril à Doha, mais sans que l'Iran ne se sente concerné ni engagé. A partir de juillet, le prix du pétrole a connu une nouvelle baisse, la demande chinoise restant morose et les puits de pétrole américains n'ayant pas fermé dans des proportions aussi importantes que ce qu'anticipaient les acteurs. La hausse a repris entre la fin novembre et début décembre, avec un accord trouvé à Vienne entre les principaux pays de l'OPEP ainsi que la Russie sur une maîtrise de la production. Cet accord implique les principaux pays producteurs, États-Unis exclus, et permet de réduire l'offre face à une demande modérée. Il ménage également l'Iran, qui a le droit de revenir à son niveau de production de 2005 pour retrouver sa place comme exportateur-clé du marché du pétrole mondial.

Le prix du **charbon** pour livraison en Europe en 2017 a terminé l'année 2016 à 70,3 US$/t, en hausse de 26,3 US$/t par rapport au début de l'année. La hausse a été continue quasiment toute l'année. Elle s'est notamment accélérée à l'été et à l'automne, atteignant un plus haut le 7 novembre à 77,6 US$/t avant un léger repli. Le phénomène de fond cette année est la volonté de la Chine de diminuer sa production, en fermant des mines non rentables et en limitant le nombre de jours travaillés par ses mineurs. L'objectif est une réduction de la production locale chinoise de 1 milliard de tonnes par an, à comparer aux 200 millions de tonnes d'importation annuelle de l'Europe. Parmi les autres facteurs haussiers, la forte demande des pays asiatiques comme l'Inde, le Vietnam ou la Corée du Sud entraîne également une pression importante sur les prix. L'appréciation du rouble par rapport au dollar a aussi contribué à augmenter les coûts de production du charbon en Russie libellés en dollars, et donc les prix de marché. Les perspectives de recours accru à la production thermique, notamment charbon, pour compenser la moindre disponibilité des centrales nucléaires en France ont par ailleurs accentué la hausse des prix à l'automne. Le repli qui a ensuite été observé en novembre est lié à un assouplissement de la politique de réduction de l'offre chinoise, avec plus de huit cents mines autorisées à produire plus que leurs quotas, ainsi qu'à la perspective de réouverture de certaines mines australiennes vu le niveau élevé des prix de marché. Le prix a enfin connu une nouvelle hausse en toute fin d'année pour repasser au-dessus de 70 US$/t, en raison de grèves en Colombie, un des plus gros pays exportateurs vers l'Europe, et des conditions climatiques tendues en Russie ne permettant pas d'exporter pleinement par voie ferroviaire ou maritime tous les volumes prévus. La hausse des prix du pétrole, qui impacte fortement les coûts de production du charbon, a également accentué le phénomène.

En 2016, le contrat annuel **gazier** sur le hub français PEG Nord s'est échangé en moyenne à 15,5 €/MWh, enregistrant une baisse de 4,9 €/MWh (- 24 %) par rapport à 2015. Il a néanmoins terminé l'année en hausse. La baisse des prix sur l'année s'explique, d'une part, par la chute des prix du pétrole début 2016, qui a entraîné dans son sillage les prix du gaz, via l'indexation des contrats long-terme, et, d'autre part, par le bon approvisionnement en gaz de la plaque européenne. Le niveau de stockage confortable à la maille européenne a permis de réduire les effets haussiers des contraintes sur le stockage de gaz de Rough au Royaume-Uni et de la limitation de l'exploitation du champ gazier de Groningen au Pays-Bas. Des discussions sur la réduction du plafond de production pour limiter les risques sismiques liés à l'exploitation de ce champ ont en effet eu lieu durant l'année et se sont soldées par la décision du gouvernement néerlandais de réduire à 24 bcm le plafond, alors que celui-ci était encore à 42,5 bcm en 2014. Au Royaume-Uni, l'opérateur du site de stockage de Rough, qui représente les deux tiers de la capacité de stockage du pays, a annoncé en juillet que les injections ne pourraient reprendre qu'à la fin de l'hiver 2017 et que les soutirages seraient limités sur une partie de ses puits. Cette annonce a eu pour effet de faire augmenter les prix à terme car le Royaume-Uni aurait recours aux interconnexions pour répondre à sa demande.

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



2.2 Consommation d'électricité [1] et de gaz [2]

En 2016, la consommation globale d'électricité en **France** a augmenté de 1,5 % par rapport à celle de 2015. Corrigée des aléas climatiques, elle est restée stable. La consommation d'électricité a reculé en janvier et février d'environ 4,5 % par rapport aux mêmes mois de 2015, en raison principalement de la douceur du climat. A contrario, la consommation de mars, avril et mai a augmenté sous l'effet de températures en baisse. En juin et juillet 2016, le recours à la climatisation a été inférieur à celui des mêmes mois de 2015, ce qui a contribué à la diminution de la consommation (de 1,3 % et 3,4 % respectivement). Malgré un mois de septembre 2015 en dessous des normales et un mois de septembre 2016 au-dessus des normales, la consommation de ce mois est restée sensiblement stable par rapport à 2015 : le recours à la climatisation s'étant substitué au chauffage.

Enfin, la fin de l'année affiche une progression de la consommation de 6,5 %, portée par des mois de novembre et décembre plus froids que ceux de 2015.

Au **Royaume-Uni**, la consommation estimée d'électricité est en baisse de 0,8 % par rapport à 2015 du fait principalement d'une moindre consommation et d'un climat plus doux. L'année 2016 ayant été globalement moins froide que l'année 2015, les utilisateurs de chauffage électrique ont moins consommé. En **Italie**, la consommation électrique est en baisse de - 2,1 % par rapport à 2015 en raison de conditions climatiques défavorables en 2016.

La consommation de gaz naturel en **France** a augmenté de 9,2 % en 2016 par rapport à 2015. A partir du mois de mars, la demande pour chacun des mois a été supérieure à celle des mois respectifs de 2015, l'écart s'accentuant plus nettement en novembre et décembre. La température s'est établie en moyenne sur l'année à 12,5° C en diminution de 0,5° C par rapport à l'année précédente, entraînant une hausse globable de la consommation. Dans une moindre mesure, la sollicitation accrue des centrales à gaz a également contribué à l'augmentation de la demande.

La consommation estimée de gaz naturel au **Royaume-Uni** est en hausse de 2,6 % par rapport à 2015 du fait principalement d'une hausse de la production d'électricité des centrales gaz liée à la fermeture de centrales charbon en 2016. De même, en **Italie**, la demande intérieure de gaz naturel a progressé de 5,2 % en raison de la hausse de la production thermique à gaz, grâce à la réduction de la production hydraulique et à charbon.

2.3 Tarifs de l'électricité et du gaz naturel

Concernant les évolutions récentes sur les tarifs en **France**, voir note 4.1 « Tarifs réglementés de vente d'électricité en France (TRV) » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2016.

Au **Royaume-Uni** EDF Energy a baissé ses tarifs de gaz de 5 % le 24 mars 2016. Cette baisse s'explique par la baisse des prix du gaz sur les marchés de gros. Elle est cohérente avec la baisse des tarifs gaz réalisée par les cinq autres plus gros fournisseurs d'énergie au Royaume-Uni entre février et mars 2016.

Le 16 décembre 2016, EDF Energy a annoncé des changements tarifaires pour 2017 : une baisse de 5,2 % de ses tarifs de gaz entrant en vigueur le 6 janvier 2017, une baisse de 12,9 % de ses tarifs gaz pour les clients en prépaiement à partir du 6 janvier 2017, et une hausse de ses tarifs d'électricité applicable au 1er mars 2017.

Début mars 2015, de nouveaux produits à tarif fixe plus compétitifs ont été commercialisés sur le segment B2C. La *Blue Price Promise*

1. *Données **France** : données brutes et données corrigées de l'aléa climatique communiquées par RTE ;*
   *Données **Royaume-Uni** : données fournies par le* Department of Energy and Climate Change *pour les trois premiers trimestres, estimation de la filiale locale pour le dernier trimestre ;*
   *Données **Italie** : données brutes et données communiquées par Terna, réseau électrique national italien, retraitées par Edison.*
2. *Données **France** : données brutes communiquées par Smart GRTgaz ;*
   *Données **Royaume-Uni** : données fournies par le* Department of Energy and Climate Change *pour les trois premiers trimestres, estimation de la filiale locale pour le dernier trimestre ;*
   *Données **Italie** : ministère du Développement économique (MSE), données Snam Rete Gas retraitées par Edison sur la base 1 Bcm = 10,76 TWh.*

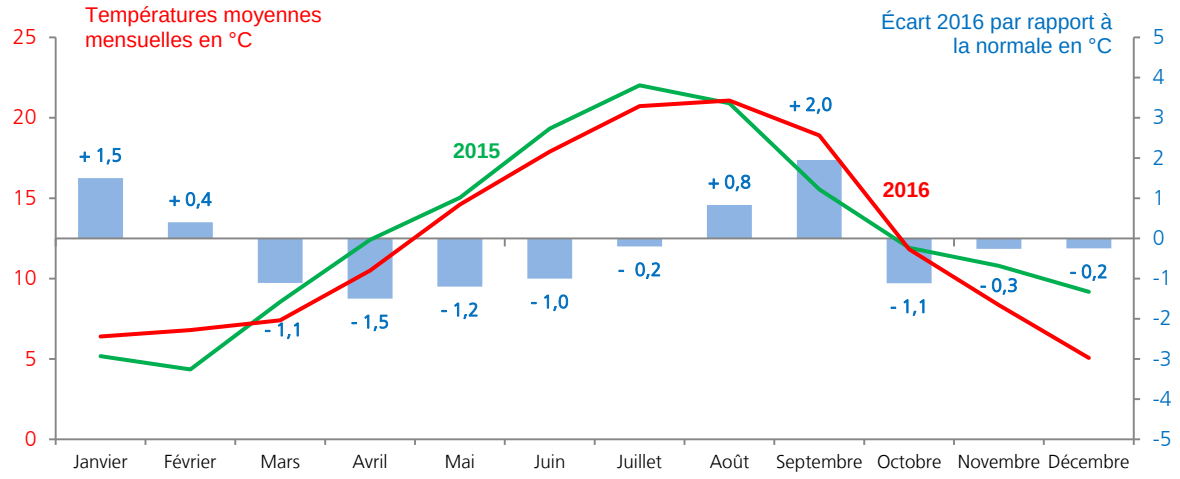
June 2016 garantit un tarif fixe de 965 £/an jusqu'à juin 2016 inclus, et la *Blue Price Promise February 2017* garantit un tarif fixe de 999 £/an jusqu'à février 2017 inclus.

2.4 Conditions climatiques : températures et pluviométrie

L'année 2016 a été plus froide qu'en 2015 avec une température moyenne annuelle sur la France de - 0,2° C au-dessous de la normale.

Janvier et, dans une moindre mesure, février 2016 affichent des températures plutôt douces pour la saison. En revanche, la fraîcheur a souvent dominé durant le printemps 2016 : mars, avril, mai et juin sont restés en moyenne entre 1,0°°C et 1,5° C au-dessous de la normale. L'été a été marqué par une vague de chaleur tardive et un mois de septembre globalement chaud (en moyenne 2°°C de plus que la normale), contrastant avec la fraîcheur du mois d'octobre (1,1°°C en-dessous de la normale). Enfin, l'année s'est achevée sur des températures assez proches des normales.

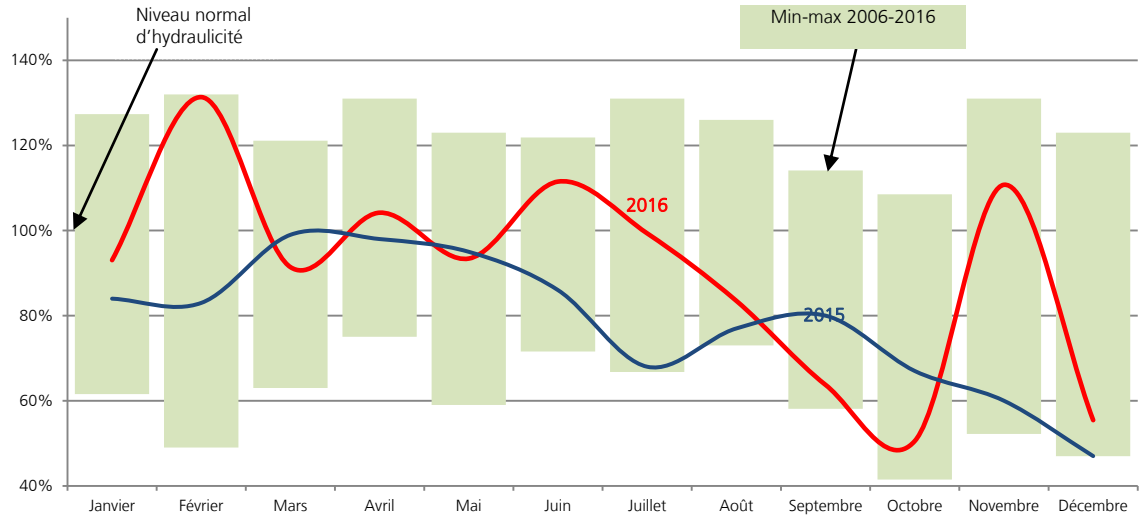
TEMPÉRATURES (1) (2) EN FRANCE EN 2016 ET 2015



(1) Moyenne des températures relevées dans 32 villes, pondérée par leur consommation électrique.
(2) Source Miréor (données Météo France).

L'année 2016 a été marquée par une pluviométrie globalement voisine de la normale sur une moitié ouest de l'Europe, quelques zones ont été plus déficitaires (Sud de la France et Italie du Nord) alors que la partie Est (et notamment Autriche, Hongrie, Slovaquie) a connu des précipitations plus excédentaires. Côté température de l'air, elles ont été supérieures aux normales, plus particulièrement sur l'Europe Centrale et les pays proches de la Russie.

HYDRAULICITÉ EN FRANCE EN 2016 ET 2015 (1)



(1) Suivi hebdomadaire du remplissage des réservoirs de l'Observatoire statistique du groupe EDF (Miréor) en énergie jusqu'à la mer.

Sur la France, mises à part les Alpes du Sud et les Pyrénées orientales qui ont connu des précipitations déficitaires, les précipitations du premier semestre 2016 ont été partout excédentaires, ce qui a permis de combler l'important déficit hydrologique de fin 2015 et qui est à l'origine d'un enneigement excédentaire sur les Alpes du Nord et le bassin du Rhin. Le deuxième semestre a été globalement assez déficitaire en précipitations, à l'exception du mois de novembre.

Conséquence de cette météorologie particulière, l'hydraulicité France a été souvent excédentaire sur le premier semestre avant de devenir déficitaire sur le second semestre (sauf novembre) avec des périodes d'étiage sévère en septembre, octobre puis décembre.

3 ÉVÉNEMENTS MARQUANTS DE L'ANNÉE 2016

Voir la liste exhaustive des communiqués de presse disponible sur le site internet : www.edf.fr, ainsi que la note 3 « Opérations et événements majeurs » et la note 4 « Évolutions règlementaires en France » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2016.

4 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

Les développements postérieurs à la clôture relatifs à EDF Polska et EDF Démász sont mentionnés en notes 3.5.2 « EDF : projets de cession des actifs d'EDF Polska » et 3.5.3 « EDF finalise avec ENKSZ la cession de 100 % d'EDF Démász Zrt. » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2016.

Des développements postérieurs à la clôture relatifs notamment à l'évolution, à compter de 2017, du plafond réglementaire du taux d'actualisation des provisions nucléaires en France sont mentionnés en note 29.1.5.1 « Taux d'actualisation » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2016 et en section 7.1.6 « Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA ».

4.1 Conseil d'administration du 13 février 2017

Le Conseil d'administration d'EDF réuni le 13 février 2017 a décidé d'engager une augmentation de capital avec maintien du droit préférentiel de souscription des actionnaires pour un montant total, prime d'émission incluse, d'environ 4 milliards d'euros, conformément à ce qui avait été annoncé le 22 avril 2016.

EDF a l'intention de procéder à cette augmentation de capital avant la fin du premier trimestre 2017, si les conditions de marché le permettent et après obtention du visa de l'Autorité des marchés financiers (AMF) sur le prospectus. Cette opération sera réalisée, après nouvelle délibération du Conseil d'administration, en vertu de la délégation de compétence qui lui a été accordée par la deuxième résolution adoptée lors de l'assemblée générale extraordinaire des actionnaires de la société du 26 juillet 2016.

L'État, premier actionnaire d'EDF, s'est engagé à participer à cette opération à hauteur de 3 milliards d'euros sur le montant total d'environ 4 milliards d'euros.

4.2 Émission d'obligations « Samouraï » de 137 milliards de yens

Le 20 janvier 2017, EDF a levé 137 milliards de yens, soit environ 1,1 milliard d'euros, à travers 4 obligations senior sur le marché japonais (« obligations Samouraï ») de maturité 10 ans et au-delà :

- Obligation de 107,9 milliards de yens, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 1,088 % ;
- Obligation verte de 19,6 milliards de yens, d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 1,278 % ;
- Obligation verte de 6,4 milliards de yens, d'une maturité de 15 ans avec un coupon fixe de 1,569 % ;
- Obligation de 3,1 milliards de yens, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 1,870 %.

Avec l'émission de deux tranches vertes, d'un montant total de 26 milliards de yens qui seront dédiés au financement de ses investissements renouvelables, EDF ouvre le marché Samouraï *Green* et continue ainsi de participer activement au développement des *green bonds* comme outils de financement de la transition énergétique.

4.3 Procédure concernant EDF - Saisine du Tribunal de commerce de Paris par cinq administrateurs d'EDF SA représentant les salariés

Cinq administrateurs d'EDF représentant les salariés ont assigné EDF devant le Tribunal de commerce de Paris pour demander l'annulation de la décision du Conseil d'administration d'EDF adoptée le 28 juillet 2016 sur le projet Hinkley Point C, considérant notamment que les administrateurs d'EDF n'auraient pas disposé de l'ensemble des informations nécessaires et que certains administrateurs seraient en situation de conflit d'intérêt, ce qu'EDF conteste. Par un jugement rendu le 7 février 2017, le Tribunal de commerce de Paris a débouté les demandeurs.

5 ANALYSE DE L'ACTIVITÉ ET DU COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ POUR 2015 ET 2016

La présentation et les commentaires du compte de résultat consolidé pour 2015 et 2016 se déclinent en deux niveaux d'analyse pour le chiffre d'affaires et l'EBE : un premier portant sur le Groupe, puis un second sur les différents segments (France - Activités de production et commercialisation, France - Activités régulées, Royaume-Uni, Italie, Autre international et Autres métiers). Le résultat d'exploitation et le résultat net font l'objet d'une analyse globale.

Suite aux changements réglementaires intervenus en France fin 2015 (fin des tarifs réglementés de vente jaunes et verts et ouverture aux offres marchés), le Groupe a modifié son information sectorielle en introduisant un segment « France - Activités de production et commercialisation » et « France - Activités régulées » en lieu et place du segment « France ». Les segments retenus par le Groupe sont détaillés dans la note 6.1 « Informations par secteur opérationnel » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2016.

(en millions d'euros)	2016	2015
Chiffre d'affaires	**71 203**	**75 006**
Achats de combustible et d'énergie	(36 050)	(38 775)
Autres consommations externes	(8 902)	(9 526)
Charges de personnel	(12 543)	(12 529)
Impôts et taxes	(3 656)	(3 641)
Autres produits et charges opérationnels	6 362	7 066
Excédent brut d'exploitation	**16 414**	**17 601**
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de *trading*	(262)	175
Dotations aux amortissements	(7 966)	(9 009)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(41)	(102)
(Pertes de valeur)/reprises	(639)	(3 500)
Autres produits et charges d'exploitation	8	(885)
Résultat d'exploitation	**7 514**	**4 280**
Coût de l'endettement financier brut	(1 827)	(1 994)
Effet de l'actualisation	(3 417)	(2 812)
Autres produits et charges financiers	1 911	2 218
Résultat financier	**(3 333)**	**(2 588)**
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	**4 181**	**1 692**
Impôts sur les résultats	(1 388)	(483)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	218	192
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ	**3 011**	**1 401**
Dont résultat net - part du Groupe	2 851	1 187
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	160	214
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION *(EN EUROS)*		
Résultat par action	1,15	0,32
Résultat dilué par action	1,15	0,32

5.1 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires consolidé est en décroissance de 5,1 % et en recul organique de 3,2 % par rapport à 2015.

5.1.1 Évolution du chiffre d'affaires Groupe

(en millions d'euros)	2016	2015	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	**71 203**	**75 006**	**(3 803)**	**- 5,1**	**- 3,2**

Le chiffre d'affaires s'élève à 71 203 millions d'euros en 2016, en baisse de 3 803 millions d'euros (- 5,1 %).

Hors effets de change (- 1 394 millions d'euros), résultant principalement de la dépréciation de la livre sterling face à l'euro, et hors effets de périmètre (+ 19 millions d'euros), le chiffre d'affaires est en recul organique de 3,2 %.

5.1.2 Évolution du chiffre d'affaires par segment

La ventilation du chiffre d'affaire est faite aux bornes des segments, hors éliminations inter-segments.

(en millions d'euros)	2016	2015	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
France - Activités de production et commercialisation (1)	35 191	37 327	(2 136)	- 5,7	- 5,7
France - Activités régulées (2)	15 728	15 418	310	+ 2,0	+ 2,0
Royaume-Uni	9 267	11 622	(2 355)	- 20,3	- 9,0
Italie	11 125	11 694	(569)	- 4,9	- 4,5
Autre international	5 286	5 827	(541)	- 9,3	- 6,8
Autres métiers	7 734	7 288	446	+ 6,1	+ 4,5
Éliminations inter-segments	(13 128)	(14 170)	1 042	- 7,4	- 7,4
CHIFFRE D'AFFAIRES DU GROUPE	**71 203**	**75 006**	**(3 803)**	**- 5,1**	**- 3,2**

(1) Activités de production, de commercialisation et d'optimisation en métropole, ainsi que les ventes de prestations d'ingénierie et de conseil.

(2) Activités qui regroupent les activités de distribution en métropole, assurées par Enedis [1], l'activité transport, les activités insulaires et celles d'Électricité de Strasbourg (auparavant rattachée au segment « Autres métiers »). Les activités de réseaux de distribution en métropole sont régulées via les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE). Le chiffre d'affaires d'Enedis comprend la part acheminement des clients des fournisseurs alternatifs en métropole.

5.1.2.1 France - Activités de production et commercialisation

Le chiffre d'affaires du segment **France - Activités de production et commercialisation** s'élève à 35 191 millions d'euros, en baisse organique de 2 136 millions d'euros (- 5,7 %) par rapport à 2015.

Le chiffre d'affaires a été pénalisé principalement par des conditions de marché défavorables liées à la fin des tarifs réglementés de vente jaunes et verts au 1er janvier 2016, l'accentuation de l'intensité concurrentielle et la baisse des prix de marché.

Par ailleurs, la baisse de la production nucléaire liée principalement à des contrôles supplémentaires demandés par l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) a entraîné une forte diminution des ventes nettes sur les marchés.

Le chiffre d'affaires intègre la régularisation des tarifs réglementés de vente pour la période du 1er août 2014 au 31 juillet 2015, suite à la décision du Conseil d'État du 15 juin 2016 pour un montant de 988 millions d'euros. Il a également bénéficié d'un climat favorable pour 478 millions d'euros, d'une hausse des tarifs pour 172 millions d'euros et d'un effet favorable lié à l'année bissextile pour 84 millions d'euros.

Les ventes de gaz aux clients finals augmentent de 89 millions d'euros principalement du fait de l'accroissement du portefeuille ainsi que du climat favorable.

Au 31 décembre 2016, la part de marché électricité en volume sur l'ensemble des clients finals est de 70 %, en retrait de - 7 points par rapport à fin 2015. La part de marché gaz naturel s'élève à 5,7 %, en augmentation de 0,7 points par rapport à fin 2015.

Bilan électrique

La production nucléaire s'établit en 2016 à 384 TWh contre 416,8 TWh en 2015, soit - 32,8 TWh. Cette baisse s'explique principalement par l'arrêt de plusieurs réacteurs nucléaires pour réaliser les contrôles supplémentaires demandés par l'ASN.

La production hydraulique s'élève à 42,4 TWh [2], en augmentation de 3,5 TWh par rapport à 2015 du fait de conditions hydrologiques plus favorables qu'en 2015 (voir section 2.4 « Conditions climatiques : températures et pluviométrie »).

La production thermique s'élève à 11,9 TWh, soit + 5,1 TWh par rapport à 2015 en raison d'une plus forte sollicitation, notamment des centrales au gaz.

1. Enedis est une filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du Code de l'énergie.
2. La production hydraulique après déduction des volumes pompés représente 35,8 TWh en 2016 (32,1 TWh en 2015).

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 35,1 TWh, dont - 39,9 TWh liés à l'impact des pertes de clients (dont - 30,3 TWh sur les clients professionnels). Du fait de l'impact du différentiel de températures, la consommation électrique est en hausse de 5,5 TWh par rapport à 2015.

Dans un contexte de baisse des prix de marché, aucun volume au titre de l'ARENH n'a été livré en 2016, en comparaison d'une livraison de 16,2 TWh en 2015.

Par ailleurs, les effets de l'extinction du mécanisme des VPP [1], déjà initiés en 2012, représentent un recul des ventes de 0,3 TWh par rapport à 2015.

EDF a été vendeur net sur les marchés de gros pour 122,5 TWh. L'augmentation des ventes nettes sur les marchés par rapport à 2015 de 36,5 TWh s'explique par la baisse de la demande structurée de - 63,2 TWh (essentiellement pertes de clients et absence de souscriptions à l'ARENH) partiellement compensée par la baisse de l'offre structurée de - 26,8 TWh avec notamment la baisse de la production nucléaire de - 32,8 TWh.

5.1.2.2 France - Activités régulées

Le chiffre d'affaires du segment **France - Activités régulées** s'élève à 15 728 millions d'euros, en hausse organique de 310 millions d'euros (+ 2,0 %) par rapport à 2015. Le chiffre d'affaires d'Enedis, qui représente 88 % du chiffre d'affaires des activités régulées France, est en augmentation organique de 2,1 % par rapport à 2015. Sur l'ensemble du portefeuille géré par Enedis, le chiffre d'affaires est en croissance de 288 millions d'euros du fait, notamment, d'un climat favorable et d'un effet année bissextile pour 207 millions d'euros, et de la hausse des tarifs de distribution pour 87 millions d'euros.

5.1.2.3 Royaume-Uni

La contribution du **Royaume-Uni** au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 9 267 millions d'euros en 2016, en baisse de 2 355 millions d'euros par rapport à 2015. La dépréciation de la livre sterling vis-à-vis de l'euro, dans le contexte de référendum sur le Brexit, a eu un impact défavorable de 1 313 millions d'euros par rapport à 2015. Hors effets de change, le chiffre d'affaires est en recul organique de 9,0 % par rapport à 2015.

Cette diminution s'explique principalement par la baisse des prix de l'électricité et du gaz sur les marchés de gros et par la baisse des volumes d'électricité vendus aux clients finals. Cette baisse est liée à une perte de comptes clients en raison d'une forte concurrence.

5.1.2.4 Italie

La contribution de l'**Italie** au chiffre d'affaires du Groupe est de 11 125 millions d'euros, en baisse de 569 millions d'euros par rapport à 2015 soit - 4,9 % (- 4,5 % en organique).

Cette diminution résulte essentiellement du contexte de marché marqué par la baisse des prix moyens de vente sur les marchés électriques et gaziers, et par la chute du cours du brent.

Dans les activités électriques, le chiffre d'affaires est en baisse de 9,1 % principalement du fait de la baisse des prix de vente, mais également d'une réduction des volumes liée à un fort recul de la demande.

À contrario, dans les activités hydrocarbures, le chiffre d'affaires progresse de 4,7 % grâce à l'augmentation de la production des centrales à cycle combiné gaz pour pallier une moindre hydraulicité. Cette tendance a été accompagnée par une forte augmentation des volumes commercialisés sur les marchés de gros qui a plus que compensé la baisse des prix du gaz et du brent.

5.1.2.5 Autre international

Le segment **Autre international** regroupe principalement les activités européennes hors Royaume-Uni et Italie, les activités au Brésil, aux États-Unis et en Asie (Chine, Vietnam et Laos).

La contribution du segment au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 5 286 millions d'euros en 2016, en baisse de 541 millions d'euros par rapport à 2015 soit - 9,3 %. Hors effets de change (- 63 millions d'euros) et hors effets de périmètre (- 79 millions d'euros), le chiffre d'affaires est en recul organique de 6,8 % par rapport à 2015.

Cette diminution provient pour l'essentiel :

- de la **Belgique** (- 309 millions d'euros en organique), du fait, notamment, d'une baisse du prix du gaz et de l'électricité. Cette baisse a été partiellement compensée par une augmentation des volumes d'électricité vendus notamment aux clients professionnels ;
- de l'**Asie** (- 196 millions d'euros en organique), où la baisse du chiffre d'affaires s'explique essentiellement par la fin de la concession de Figlec en septembre 2015 ;

En revanche, le chiffre d'affaires augmente :

- au **Brésil** (+ 95 millions d'euros en organique), essentiellement du fait de la performance opérationnelle permettant de profiter pleinement de l'augmentation du tarif de vente du *Power Purchase Agreement* (PPA) ;
- en **Pologne** (+ 43 millions d'euros en organique), grâce à la progression des prix de vente de chaleur sous l'effet de la hausse des tarifs et de celle des volumes grâce à un climat favorable. L'amélioration de la disponibilité des unités de production, en particulier la centrale de Rybnik, affectée en 2015 par des travaux de maintenance accrus, a aussi contribué à la hausse du chiffre d'affaires.

1. Virtual Power Plant - *mécanisme d'enchères de capacités générant des livraisons sur des périodes allant de quelques mois à trois ans.*

5.1.2.6 Autres métiers

Les **Autres métiers** regroupent notamment EDF Énergies Nouvelles, EDF Trading, Dalkia et les activités gazières.

La contribution des **Autres métiers** au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 7 734 millions d'euros en 2016, en hausse de 446 millions d'euros, dont un effet périmètre de 138 millions d'euros, soit une variation organique de + 4,5 % par rapport à 2015.

Le chiffre d'affaires d'**EDF Énergies Nouvelles** contribue à hauteur de 1 169 millions d'euros au chiffre d'affaires du Groupe en 2016 (soit une hausse organique de 0,3 % par rapport à 2015).

Le chiffre d'affaires de **Dalkia** contribue à hauteur de 3 600 millions d'euros au chiffre d'affaires du Groupe en 2016. La croissance organique de 68 millions d'euros (+ 2,1 %) s'explique notamment par un effet climat favorable et par l'impact positif du développement commercial, malgré un effet négatif lié à la baisse du prix du gaz.

Le chiffre d'affaires d'**EDF Trading** [1] s'élève à 1 008 millions d'euros, en hausse organique de 385 millions d'euros (+ 58,2 %) par rapport à 2015. Cette évolution s'explique par un retour de la volatilité sur l'ensemble des commodités à partir de juin 2016, accentué en fin d'année par l'indisponibilité de la production en France.

5.2 Excédent brut d'exploitation (EBE)

L'EBE est en baisse de 6,7 % et en baisse organique de 4,8 % par rapport à 2015.

(en millions d'euros)	2016	2015	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	**71 203**	**75 006**	**(3 803)**	**- 5,1**	**- 3,2**
Achats de combustible et d'énergie	(36 050)	(38 775)	2 725	- 7,0	- 4,8
Autres consommations externes	(8 902)	(9 526)	624	- 6,6	- 6,0
Charges de personnel	(12 543)	(12 529)	(14)	+ 0,1	+ 1,0
Impôts et taxes	(3 656)	(3 641)	(15)	+ 0,4	+ 1,1
Autres produits et charges opérationnels	6 362	7 066	(704)	- 10,0	- 9,8
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION (EBE)	**16 414**	**17 601**	**(1 187)**	**- 6,7**	**- 4,8**

5.2.1 Évolution et analyse de l'EBE Groupe

L'excédent brut d'exploitation consolidé du Groupe s'élève à 16 414 millions d'euros en 2016, en baisse de 6,7 % par rapport à 2015. Hors effets de change (- 296 millions d'euros), résultant principalement de la dépréciation de la livre sterling face à l'euro, et hors effets de périmètre (- 51 millions d'euros), l'EBE est en recul organique de 4,8 %.

Les **achats de combustible et d'énergie** du Groupe s'établissent à 36 050 millions d'euros en 2016, en baisse de 2 725 millions d'euros par rapport à 2015 (- 7,0 %) et en baisse organique de 1 870 millions d'euros (- 4,8 %).

- Sur les segments **France - Activités de production et commercialisation** et **France - Activités régulées,** les achats de combustibles et d'énergie s'élèvent à 16 146 millions d'euros, en baisse de 487 millions d'euros (- 2,9 %) par rapport à 2015 principalement sur les achats consommés de combustibles du segment France - Activités de production et commercialisation.
- Les baisses organiques constatées au **Royaume-Uni** (- 633 millions d'euros, soit - 9,4 %), en **Belgique** (- 370 millions d'euros, soit - 13,5 %) et en **Italie** (- 411 millions d'euros, soit - 4,1 %) sont liées à la baisse des prix de marché.

Les **autres consommations externes** du Groupe s'élèvent à 8 902 millions d'euros, en baisse de 624 millions d'euros par rapport à 2015 (- 6,6 %) et en baisse organique de 576 millions d'euros (- 6,0 %).

- Sur les segments **France - Activités de production et commercialisation** et **France - Activités régulées,** les autres consommations externes s'élèvent à 5 121 millions d'euros. La baisse organique de 376 millions d'euros (soit - 6,8 %) reflète notamment les efforts de réduction des coûts. Des plans de performance sont engagés sur l'ensemble des activités.
- Au **Royaume-Uni**, les autres consommations externes s'élèvent à 939 millions d'euros. La baisse organique de 114 millions d'euros (- 9,6 %) reflète les efforts réalisés par EDF Energy pour maîtriser ses coûts.
- En **Italie**, les autres consommations externes s'élèvent à 578 millions d'euros. La baisse organique de 26 millions d'euros (- 4,2 %) s'explique principalement par la baisse des coûts variables du *Marketing & Sales* (moins de clients acquis) et par la baisse des coûts fixes des activités exploration-production (baisse des coûts de maintenance en Italie et à l'international).

Les **charges de personnel** du Groupe s'établissent à 12 543 millions d'euros, en augmentation de 14 millions d'euros par rapport à 2015. La hausse organique est de 126 millions d'euros (+ 1,0 %).

- Sur le segment **France - Activités de production et commercialisation**, les charges de personnel s'élèvent à 6 315 millions d'euros en hausse de 74 millions d'euros par rapport à 2015. Les effectifs sont en baisse de 4,4 % par rapport à fin 2015 dans l'ensemble des activités avec un effet favorable de 70 millions d'euros sur les charges de personnel. Les effets prix sont négatifs à hauteur de 144 millions d'euros avec notamment les impacts de la réforme des retraites complémentaires des régimes Agirc et Arrco à hauteur de 36 millions d'euros et la mise à jour de l'évaluation des avantages au personnel avec notamment une baisse du taux d'actualisation à hauteur de 38 millions d'euros.
- Sur le segment **France - Activités régulées**, les charges de personnel s'élèvent à 3 106 millions d'euros. La hausse de 57 millions d'euros s'explique notamment par l'évolution à la baisse du taux d'actualisation des avantages au personnel à hauteur

1. Le chiffre d'affaires d'EDF Trading est constitué de sa marge de trading.

de 20 millions d'euros et par les effets de la réforme des régimes Agirc et Arrco à hauteur de 16 millions d'euros. Les effectifs sont en baisse de 0,5 % par rapport à fin 2015.

- Au **Royaume-Uni**, les charges de personnel s'élèvent à 1 085 millions d'euros. La baisse organique de 72 millions d'euros (- 5,5 %) reflète les efforts réalisés par EDF Energy pour maîtriser ses coûts, notamment par la mise en place d'une nouvelle organisation des équipes commerciales.

Les **impôts et taxes** s'élèvent à 3 656 millions d'euros en 2016, en augmentation de 15 millions d'euros par rapport à 2015 soit + 0,4 % (+ 1,1 % en croissance organique).

- La hausse provient essentiellement du segment **France - Activités régulées** en croissance de 55 millions d'euros du fait principalement de contributions complémentaires au fonds de péréquation de l'énergie sur les exercices 2012 à 2016.

Les **autres produits et charges opérationnels** correspondent à un produit net de 6 362 millions d'euros en 2016, en baisse de 704 millions d'euros par rapport à 2015 et en variation organique de 693 millions d'euros (- 9,8 %).

- La diminution sur le segment **France - Activités de production et commercialisation** est de 145 millions d'euros du fait, entre autres, de la hausse de l'obligation sur les certificats d'économies d'énergie, notamment sur les clients en précarité énergétique. Les subventions de CSPE sont en hausse du fait du développement des obligations d'achats des énergies renouvelables.
- L'**Italie** enregistre une baisse organique de 597 millions d'euros. Cette diminution, due principalement aux effets de l'arbitrage du contrat long terme gazier avec la Libye conclu en 2015, est partiellement compensée par une réduction des dépréciations clients, suite aux actions mises en œuvre sur le recouvrement.
- **EDF Énergies Nouvelles** enregistre une hausse organique de 82 millions d'euros (+ 20,0 %) provenant principalement d'une forte activité de Développement-Vente d'Actifs Structurés en 2016.

5.2.2 Évolution et analyse de l'EBE par segment

(en millions d'euros)	2016	2015	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
France - Activités de production et commercialisation	6 156	6 936	(780)	- 11,2	- 11,2
France - Activités régulées	5 102	4 719	383	+ 8,1	+ 8,1
Royaume-Uni	1 713	2 242	(529)	- 23,6	- 12,3
Italie	641	1 345	(704)	- 52,3	- 50,6
Autre international	711	609	102	+ 16,7	+ 21,2
Autres métiers	2 091	1 750	341	+ 19,5	+ 22,0
EBE GROUPE	**16 414**	**17 601**	**(1 187)**	**- 6,7**	**- 4,8**

5.2.2.1 France - Activités de production et commercialisation

L'EBE du segment **France - Activités de production et commercialisation** est en recul organique de 11,2 % à 6 156 millions d'euros dans un contexte de marché dévaforable.

Il est pénalisé par le recul de la production nucléaire de 32,8 TWh par rapport à 2015 du fait principalement des arrêts et des prolongations d'arrêts en lien avec les contrôles supplémentaires demandés par l'ASN pour un montant estimé de - 1 274 millions d'euros.

Parallèlement, la performance opérationnelle du parc nucléaire est restée solide, avec le plus faible volume d'arrêts fortuits jamais atteint, et un nombre historiquement bas d'arrêts automatiques réacteurs.

Les ventes nettes sur les marchés ont un impact négatif estimé à près de - 500 millions d'euros, notamment en raison des achats rendus nécessaires au second semestre par l'indisponibilité du parc nucléaire.

Les impacts du changement des conditions de marché avec la fin des tarifs réglementés de vente jaunes et verts, de la baisse des prix de marché, et de l'intensité concurrentielle s'élèvent à environ - 1 203 millions d'euros.

L'EBE bénéficie de l'impact favorable du climat, d'une année bissextile et des hausses de tarifs pour un montant d'environ 320 millions d'euros. Cette évolution intègre aussi la régularisation des tarifs réglementés de vente pour la période du 1er août 2014 au 31 juillet 2015, suite à la décision du Conseil d'État du 15 juin 2016 pour un montant de 859 millions d'euros.

Dans le cadre du plan de performance du groupe EDF, les charges opérationnelles ont diminué de 1,0 % [1] grâce à des gains de performance opérationnelle dans toutes les entités, avec notamment une adaptation des coûts commerciaux au contexte concurrentiel et une optimisation des coûts du parc thermique.

5.2.2.2 France - Activités régulées

L'EBE du segment **France - Activités régulées** est en hausse organique de + 8,1 % avec notamment un climat favorable (+ 5,6 TWh), un effet année bissextile (+ 1,2 TWh), et un moindre coût des achats de pertes réseau en lien avec la baisse des prix de marché. Par ailleurs, des actions d'optimisation des coûts se poursuivent.

1. À périmètre et taux de change 2016. À taux d'actualisation retraites constants. Hors variation des charges opérationnelles des activités de services.

5.2.2.3 Royaume-Uni

La contribution du **Royaume-Uni** à l'EBE du Groupe est de 1 713 millions d'euros en 2016, en baisse de 23,6 % par rapport à 2015 et de 12,3 % en organique. La dépréciation de la livre sterling vis-à-vis de l'euro, en particulier à l'issue du Brexit, a eu un impact défavorable de 253 millions d'euros par rapport à 2015.

L'EBE est principalement impacté par la baisse des prix de marché de l'électricité, malgré l'effet positif de la hausse de la production nucléaire en 2016.

La production nucléaire s'élève à 65,1 TWh en 2016, en hausse de + 4,5 TWh par rapport à celle de 2015. C'est un niveau historiquement haut grâce à une excellente performance opérationnelle. La production nucléaire 2016 a bénéficié d'une très bonne disponibilité du parc et d'un taux d'arrêts non planifiés qui reste à un niveau très bas.

Par ailleurs, EDF Energy a engagé sur l'ensemble de ses activités un plan d'économie pour maîtriser ses coûts et réalise en 2016 une baisse des charges opérationnelles de 3,6 % [1] par rapport à 2015.

5.2.2.4 Italie

La contribution du segment **Italie** à l'EBE du Groupe s'élève à 641 millions d'euros, en baisse de 52,3 % par rapport à 2015 et de 50,6 % en organique.

Cette baisse de l'EBE s'explique principalement par les effets positifs en 2015 de la décision rendue par la Cour internationale d'arbitrage dans le litige qui opposait Edison à ENI dans le cadre de la révision de prix du contrat long terme de gaz libyen.

L'EBE de l'activité électricité en baisse reflète une évolution défavorable des prix moyens de vente, une détérioration des marges de la production thermique et une hydraulicité moins favorable qu'en 2015.

L'EBE des activités du gaz ressort en baisse en raison de l'effet positif en 2015 de l'arbitrage rendu sur le contrat gaz libyen et de la poursuite de la chute du cours du brent qui affectent négativement les activités exploration-production.

Cette baisse est partiellement compensée par un effet positif lié à des volumes de gaz vendus supérieurs ainsi qu'à une restauration des marges de commercialisation gaz en 2016. Celle-ci résulte des renégociations du contrat gaz libyen (fin 2015) et du contrat gaz qatari avec Rasgas (juin 2016) qui intègre une révision de la formule des prix.

Par ailleurs, la poursuite du plan de réduction des coûts a permis une baisse des charges opérationnelles de - 4,7 % [1] et d'absorber en partie la dégradation des conditions de marché.

5.2.2.5 Autre international

L'EBE du segment **Autre international** s'élève à 711 millions d'euros en 2016, en hausse de 16,7 % par rapport à 2015 (+ 21,2 % en organique).

Cette augmentation provient pour l'essentiel :

- du **Brésil** (+ 87 millions d'euros en organique), grâce à l'effet positif de la révision annuelle du tarif du contrat de vente d'électricité (PPA) qui fait plus que couvrir l'augmentation des coûts, des conditions de marché favorables pendant les périodes de maintenance et des exportations vers l'Argentine ;
- de la **Belgique** (+ 63 millions d'euros en organique) du fait principalement du redémarrage des centrales nucléaires de Doel 3 et Tihange 2 en décembre 2015, des nouvelles capacités éoliennes installées (301 MW en 2016 contre 254 MW en 2015) et d'une activité soutenue dans les services systèmes, et ce malgré des conditions climatiques peu favorables ;
- de la **Pologne** (+ 42 millions d'euros en organique), grâce à l'augmentation des tarifs de vente de chaleur et d'un effet favorable des prix des combustibles. Cette performance reflète la progression de la production d'électricité et de chaleur sous l'effet de l'amélioration de la disponibilité des actifs, dont les travaux de modernisation sont en phase d'achèvement, d'un effet climat favorable et des raccordements de nouveaux clients.

En revanche, en **Asie**, l'EBE est en recul organique de 68 millions d'euros essentiellement en lien avec la fin de la concession de Figlec début septembre 2015.

5.2.2.6 Autres métiers

Les **Autres métiers** contribuent à l'EBE du Groupe à hauteur de 2 091 millions d'euros, en hausse organique de 22,0 % par rapport à 2015.

La contribution **d'EDF Énergies Nouvelles** à l'EBE du Groupe s'élève à 861 millions d'euros. La progression organique de 50 millions d'euros (+ 6,1 %) par rapport à 2015 est tirée principalement par l'activité « Développement-Vente d'Actifs Structurés » du fait, notamment d'un volume d'opérations significatif en Europe et, dans une moindre mesure en Amérique du Nord, et du nouveau partenariat dans les projets éoliens *offshore* en France.

L'EBE de **Dalkia** s'élève à 252 millions d'euros en 2016, en croissance organique de 18 millions d'euros par rapport à 2015 du fait notamment d'un climat favorable et du développement commercial. Les plans d'efficacité opérationnels viennent par ailleurs compenser des effets prix négatifs, liés notamment à la baisse du prix du gaz.

L'EBE d'**EDF Trading** s'élève à 729 millions d'euros en 2016, en hausse organique de 281 millions d'euros (+ 56,8 %) par rapport à 2015. Cette évolution est consécutive à l'augmentation de la marge de *trading* réalisée au niveau du chiffre d'affaires (voir section 5.1.2.6).

1. À périmètre et taux de change 2016. À taux d'actualisation retraites constants. Hors variation des charges opérationnelles des activités de services.

5.3 Résultat d'exploitation

Le résultat d'exploitation est en hausse de 75,6 % par rapport à 2015.

(en millions d'euros)	2016	2015	Variation en valeur	Variation en %
EBE	**16 414**	**17 601**	**(1 187)**	**- 6,7**
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières, hors activités de *trading*	(262)	175	(437)	- 249,7
Dotations aux amortissements	(7 966)	(9 009)	1 043	- 11,6
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(41)	(102)	61	- 59,8
(Pertes de valeur)/reprises	(639)	(3 500)	2 861	- 81,7
Autres produits et charges d'exploitation	8	(885)	893	- 100,9
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	**7 514**	**4 280**	**3 234**	**+ 75,6**

Le **résultat d'exploitation** consolidé du Groupe s'élève à 7 514 millions d'euros en 2016, en hausse de 3 234 millions d'euros par rapport à 2015. Cette augmentation s'explique principalement par la diminution des dotations aux amortissements, la baisse des pertes de valeur et des autres produits et charges d'exploitation.

5.3.1 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 + 175 millions d'euros en 2015 à - 262 millions d'euros en 2016. Cette évolution s'explique notamment en **Italie** par le dénouement à l'échéance des instruments financiers, qui avaient généré des résultats positifs en 2015.

5.3.2 Dotations aux amortissements

Les dotations aux amortissements baissent de 1 043 millions d'euros par rapport à 2015.

Le segment **France - Activités de production et commercialisation** a enregistré une baisse des dotations aux amortissements de 547 millions d'euros. Elle s'explique essentiellement par l'allongement à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales du palier 900 MW hors Fessenheim au 1er janvier 2016.

Le segment **France - Activités régulées** a enregistré une hausse des dotations aux amortissements de 167 millions d'euros, essentiellement expliquée par les investissements sur les actifs de distribution, dont 149 millions pour Enedis avec notamment l'impact du déploiement des compteurs Linky [1].

Au **Royaume-Uni**, la diminution des dotations aux amortissements de 347 millions d'euros (187 millions d'euros en organique) est principalement liée aux pertes de valeurs constatées sur les actifs charbon et gaz au 31 décembre 2015.

En **Italie**, la baisse des dotations aux amortissements de 298 millions d'euros (293 millions d'euros en organique) s'explique notamment par la baisse des dépenses d'exploration et la réduction des amortissements consécutive aux pertes de valeurs enregistrées au 31 décembre 2015.

En **Belgique**, la baisse des dotations aux amortissements de 55 millions d'euros est essentiellement liée aux pertes de valeurs constatées sur les actifs thermiques au 31 décembre 2015.

5.3.3 Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession

La diminution de 61 millions d'euros des dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession en 2016 par rapport à 2015 est attribuable au segment **France - Activités régulées**.

5.3.4 Pertes de valeur/reprises

En 2016, les pertes de valeur enregistrées s'élèvent à 639 millions d'euros. Elles concernent essentiellement des actifs opérationnels (voir note 13. « Pertes de valeur/reprises » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2016).

En 2015, les pertes de valeur enregistrées s'élevaient à 3 500 millions d'euros et concernaient principalement :

- les actifs thermiques du Groupe (charbon, gaz, stockage gaz) en Europe (principalement Royaume-Uni, Italie, Belgique, Pologne, Allemagne) à hauteur de 2 281 millions d'euros ;
- les actifs d'exploration-production d'Edison pour 551 millions d'euros.

5.3.5 Autres produits et charges d'exploitation

Les autres produits et charges d'exploitation se trouvent détaillés dans la note 14 « Autres produits et charges d'exploitation » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2016.

1. Linky est un projet porté par Enedis, filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du Code de l'énergie.

5.4 Résultat financier

(en millions d'euros)	2016	2015	Variation en valeur	Variation en %
Coût de l'endettement financier brut	(1 827)	(1 994)	167	- 8,4
Effet de l'actualisation	(3 417)	(2 812)	(605)	+ 21,5
Autres produits et charges financiers	1 911	2 218	(307)	- 13,8
RÉSULTAT FINANCIER	**(3 333)**	**(2 588)**	**(745)**	**+ 28,8**

Le résultat financier représente une charge de 3 333 millions d'euros en 2016, en hausse de 745 millions d'euros par rapport à 2015. Cette évolution s'explique par :

- un coût de l'endettement financier en diminution, les charges relatives aux nouvelles émissions d'octobre 2016 étant compensées par la baisse du coupon moyen, du fait notamment de l'impact positif de la variabilisation de la dette, ainsi que par un effet change favorable principalement sur le GBP ;
- une augmentation de l'effet de l'actualisation de 605 millions d'euros, en raison principalement de la baisse du taux d'actualisation des provisions nucléaires en France. Au 31 décembre 2016, le taux d'actualisation s'établit à 4,2 % prenant en compte un taux d'inflation moyen de 1,5 % (respectivement 4,5 % et 1,6 % au 31 décembre 2015) ;
- une dégradation de 307 millions d'euros des autres produits et charges financiers, en raison notamment de la diminution des plus-values de cession d'actifs dédiés, partiellement compensée par l'absence en 2016 des intérêts financiers liés à la décision de la Commission européenne du 22 juillet 2015 relative au Réseau d'Alimentation Général (RAG).

5.5 Impôts sur les résultats

L'impôt sur les résultats s'élève à 1 388 millions d'euros, correspondant à un taux effectif d'impôt de 33,2 % en 2016. Ce taux effectif d'impôt s'établissait à 28,5 % en 2015.

L'augmentation de ce taux effectif d'impôt en 2016 s'explique principalement par un impact des diminutions des taux d'impôt en France et au Royaume-Uni plus faible que celles de 2015.

5.6 Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises

Le Groupe enregistre un produit de 218 millions d'euros en 2016, contre un produit de 192 millions d'euros en 2015.

La variation s'explique principalement par l'augmentation des parcs détenus minoritairement en Europe et en Amérique du Nord par **EDF Énergies Nouvelles,** et par la baisse du résultat de **RTE**.

La quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises inclut en 2016 des pertes de valeur pour un montant total de 481 millions d'euros. Ces pertes de valeur sont détaillées dans la note 23 « Participations dans les entreprises associées et les coentreprises » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2016.

5.7 Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle

Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle s'élève à 160 millions d'euros en 2016, en baisse de 54 millions d'euros par rapport à 2015. Cette variation correspond essentiellement à la diminution, au **Royaume-Uni**, des revenus de Centrica sur l'activité de production nucléaire en raison de la baisse des prix de marché de l'électricité.

5.8 Résultat net part du Groupe

Le résultat net part du Groupe s'élève à 2 851 millions d'euros en 2016, en hausse de 1 664 millions d'euros par rapport à 2015, soit + 140,2 %.

5.9 Résultat net courant

Le résultat net courant [1] s'établit à 4 085 millions d'euros en 2016, en baisse de 15,3 % par rapport à 2015.

1. *Résultat net hors éléments non récurrents et hors variation nette de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de* trading *nets d'impôts.*
Montant des éléments non récurrents et variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading *nets d'impôts :*
   - *1 039 millions d'euros pour divers risques et dépréciations en 2016, contre - 3 759 millions d'euros en 2015 ;*
   - *195 millions d'euros de variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de* trading *nets d'impôt en 2016, contre + 124 millions d'euros en 2015.*

6 ENDETTEMENT FINANCIER NET, FLUX DE TRÉSORERIE ET INVESTISSEMENTS

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 37 425 millions d'euros au 31 décembre 2016 à comparer à 37 395 millions d'euros au 31 décembre 2015.

(en millions d'euros)	2016	2015	Variation en valeur	Variation en %
Excédent brut d'exploitation	**16 414**	**17 601**	**(1 187)**	**- 6,7**
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBE	(1 703)	(1 610)	(93)	
Frais financiers nets décaissés	(1 137)	(1 252)	115	
Impôt sur le résultat payé	(838)	(1 508)	670	
Autres éléments dont dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises	323	271	52	
Cash flow opérationnel [(1)]	**13 059**	**13 502**	**(443)**	**- 3,3**
Variation du besoin en fonds de roulement net	(1 935)	132	(2 067)	
Investissements nets [(2)]	(11 663)	(12 672)	1 009	
Cash flow après investissements nets	**(539)**	**962**	**(1 501)**	
Décision de la Commission européenne (RAG) [(3)]	-	(906)	906	
Actifs dédiés	10	217	(207)	
Cash flow avant dividendes [(4)]	**(529)**	**273**	**(802)**	
Dividendes versés en numéraire	(1 036)	(2 337)	1 301	
Cash flow Groupe	**(1 565)**	**(2 064)**	**499**	
Autres variations monétaires	549	(278)	827	
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net, hors effet de change	**(1 016)**	**(2 342)**	**1 326**	
Effet de la variation de change	1 107	(951)	2 058	
Autres variations non monétaires	(121)	106	(227)	
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net	**(30)**	**(3 187)**	**3 157**	
ENDETTEMENT FINANCIER NET OUVERTURE	**37 395**	**34 208**		
ENDETTEMENT FINANCIER NET CLÔTURE	**37 425**	**37 395**		

(1) Le cash flow opérationnel ne constitue pas un agrégat défini par les normes IFRS comme élément de mesure de la performance financière et ne peut pas être comparable aux indicateurs ainsi dénommés par d'autres entreprises. Cet indicateur, appelé également Funds From Operations (FFO), est égal aux flux de trésorerie nets générés par l'exploitation hors variation du besoin en fonds de roulement corrigés, le cas échéant, d'effets non récurrents et diminués des frais financiers nets décaissés et de l'impôt sur le résultat payé.

(2) Les investissements nets correspondent aux investissements opérationnels et aux investissements financiers de croissance, nets des cessions. Ils incluent également les dettes nettes acquises ou cédées lors d'acquisitions ou de cessions de titres, les subventions d'investissements acquises ainsi que les participations de tiers. Enfin, ils comprennent Linky, les nouveaux développements et les cessions d'actifs.

(3) Le 22 juillet 2015, la Commission européenne a rendu une nouvelle décision qualifiant d'aide d'État incompatible avec les règles de l'Union européenne le traitement fiscal des provisions créées entre 1987 et 1996 pour le renouvellement des ouvrages du Réseau d'Alimentation Générale (RAG).

(4) 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), décision de la Commission européenne (RAG) et dotations nettes sur actifs dédiés.

6.1 Cash flow opérationnel

Le cash flow opérationnel s'établit à 13 059 millions d'euros en 2016 contre 13 502 millions d'euros en 2015, soit une diminution de 443 millions d'euros (ou - 3,3 %).

Cette variation s'explique principalement par :

- La baisse de l'EBE (-1 187 millions d'euros) ;
- une diminution des frais financiers nets décaissés (-1 137 millions d'euros en 2016 contre -1 252 millions d'euros en 2015) qui s'explique essentiellement par la baisse du coupon moyen du fait notamment de l'impact positif de la variabilisation de la dette, par un effet change favorable principalement sur le GBP et ce, malgré l'effet année pleine en 2016 des émissions d'emprunts qui ont eu lieu en octobre 2015 ;
- la baisse de l'impôt sur le résultat payé (- 838 millions d'euros en 2016 contre - 1 508 millions d'euros en 2015), notamment en raison des écarts en France sur les soldes d'impôt relatifs aux exercices précédents.

6.2 Variation du besoin en fonds de roulement

Le besoin en fonds de roulement (BFR) se dégrade de - 1 935 millions d'euros sur l'année 2016.

Cette variation s'explique principalement par :

- les effets de la régularisation des tarifs réglementés de vente 2014 en France pour - 939 millions d'euros ;
- un effet climat froid fin 2016 pour - 735 millions d'euros ;
- des effets défavorables liés à la réforme de la collecte ainsi qu'à la hausse de l'assiette et du taux de la CSPE en France pour environ - 829 millions d'euros ;
- des gains liés au plan d'amélioration du BFR essentiellement sur les stocks et les créances clients pour environ 716 millions d'euros.

Par rapport à 2015, l'écart de variation du besoin en fonds de roulement (- 2 067 millions d'euros) s'explique essentiellement en France pour - 2 079 millions d'euros par l'effet de la régularisation des tarifs réglementés de vente 2014 (- 939 millions d'euros) et un effet climat plus rigoureux en 2016 défavorable de - 893 millions d'euros.

6.3 Investissements nets

Les investissements nets s'élèvent à 11 663 millions d'euros en 2016 contre 12 672 millions d'euros en 2015, soit une diminution de 1 009 millions d'euros (- 8,0 %) et se décomposent ainsi :

(en millions d'euros)	2016	2015 [1]	Variation en valeur	Variation en %
France - Activités de production et commercialisation	5 692	5 660	32	+ 0,6
France - Activités régulées	3 301	3 367	(66)	- 2,0
Royaume-Uni	806	1 111	(305)	- 27,5
Italie	458	585	(127)	- 21,7
Autre international	607	922	(315)	- 34,2
Autres métiers	952	773	179	+ 23,2
INVESTISSEMENTS NETS HORS LINKY, HORS NOUVEAUX DÉVELOPPEMENTS ET HORS CESSIONS D'ACTIFS	**11 816**	**12 418**	**(602)**	**- 4,8**
LINKY, NOUVEAUX DÉVELOPPEMENTS ET CESSIONS D'ACTIFS	**(153)**	**254**	**(407)**	**N. A.**
INVESTISSEMENTS NETS	**11 663**	**12 672**	**(1 009)**	**- 8,0**

N. A. = non applicable.

(1) Les investissements des EPR nouveaux modèles sont désormais pris en compte en nouveaux développements.

6.3.1 Investissements nets hors Linky, hors nouveaux développements et hors cessions d'actifs

Les investissements nets du segment **France - Activités de production et commercialisation** augmentent de 32 millions d'euros, soit + 0,6 %. La hausse provient principalement des activités de maintenance nucléaire compensée notamment par la baisse des investissements sur le parc thermique.

Les investissements nets du segment **France - Activités régulées** diminuent de 66 millions d'euros. Cela s'explique principalement par les mises en service des centrales thermiques insulaires entre 2013 et 2015, notamment Pointe Jarry en 2015.

Les investissements nets à l'International diminuent de 747 millions d'euros, soit - 28,5 %.

- Au **Royaume-Uni**, la diminution de 305 millions d'euros, soit - 27,5 %, s'explique notamment par une diminution des investissements dans les domaines charbon et nucléaire, associée à un effet de change favorable.
- En **Italie**, la baisse de 127 millions d'euros s'explique principalement par de moindres investissements dans l'exploration - production afin de s'adapter à l'environnement des marchés pétroliers et gaziers. En 2016, Edison a renforcé sa présence dans les énergies renouvelables ainsi que dans l'hydraulique par une opération de *swaps* d'actifs et l'acquisition d'un parc mini-hydraulique.
- La diminution du segment **Autre international** (- 315 millions d'euros) s'explique notamment par la fin du programme de modernisation et de mise aux normes environnementales des centrales au charbon et de cogénération en Pologne ainsi que par de moindres investissements en Chine.

Les investissements nets des **Autres métiers** sont en hausse de 179 millions d'euros, soit + 23,2 %. Cette variation résulte principalement d'EDF Énergies Nouvelles qui a connu un niveau plus bas de subventions compte tenu du profil des mises en service en 2016.

6.3.2 Linky, nouveaux développements et cessions d'actifs

Le Groupe poursuit également ses investissements au titre du programme Linky pour lequel 2016 correspond à la première année de généralisation du déploiement.

Les nouveaux développements correspondent aux nouveaux projets de développement du Groupe et sont financés pour partie par des

cessions d'actifs. En 2016, comme en 2015, ces nouveaux développements correspondent principalement aux investissements relatifs au nouveau nucléaire au Royaume-Uni et dans une moindre mesure aux projets éoliens *offshore et aux EPR nouveaux modèles.* Ils incluent les investissements relatifs aux EPR nouveaux modèles en plus des investissements identifiés lors de la publication 2015.

Les cessions d'actifs correspondent essentiellement à des cessions immobilières et à l'entrée de CGN dans le nouveau nucléaire au Royaume-Uni.

6.4 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 23 471 millions d'euros au 31 décembre 2016.

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 2016, les flux nets de 10 millions d'euros correspondent aux deuxième et troisième catégories décrites ci-dessus.

6.5 Cash flow avant dividendes

Le cash flow avant dividendes s'établit à - 529 millions d'euros en 2016 (contre 273 millions d'euros en 2015) et s'explique essentiellement par :

- un cash flow opérationnel de 13 059 millions d'euros ;
- une variation de BFR défavorable de - 1 935 millions d'euros ;
- des investissements nets de - 11 663 millions d'euros.

La variation de - 802 millions d'euros par rapport à 2015 provient essentiellement d'une évolution défavorable de la variation de BFR pour - 2 067 millions d'euros, toutefois diminuée par de moindres investissements nets (+ 1 009 millions d'euros).

6.6 Dividendes versés en numéraire

Les dividendes versés en numéraire (- 1 036 millions d'euros) comprennent :

- le solde du dividende 2015 pour - 82 millions d'euros ;
- l'acompte sur dividende 2016 pour - 83 millions d'euros, voté en Conseil d'administration le 30 septembre 2016 et payé le 31 octobre 2016 à hauteur de 0,50 euro par action pour les actionnaires n'ayant pas opté pour un versement de dividendes en titres ;
- les rémunérations versées en 2015 aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée au titre des « émissions hybrides » de janvier 2013 et janvier 2014 (- 582 millions d'euros) ;
- les dividendes versés par les filiales du Groupe à leurs actionnaires minoritaires (- 289 millions d'euros).

La variation favorable par rapport à 2015 de 1 301 millions d'euros est principalement liée au paiement en actions, pour 92,2 % des porteurs de titres, du solde du dividende au titre de 2015 et pour 91,8 % de l'acompte sur dividende au titre de 2016.

6.7 Cash flow Groupe

Le cash flow Groupe s'élève à - 1 565 millions d'euros contre - 2 064 millions d'euros en 2015. L'amélioration de 499 millions d'euros par rapport à 2015 est principalement liée à la diminution des dividendes versés en numéraire pour + 1 301 millions d'euros et à la variation du cash flow avant dividendes pour - 802 millions d'euros.

6.8 Effet de la variation de change

L'effet de change (principalement dépréciation importante de la livre sterling et appréciation du dollar américain par rapport à l'euro [1]) a un impact favorable de 1 107 millions d'euros sur l'endettement financier net du Groupe au 31 décembre 2016.

6.9 Ratios financiers

	2016	2015	2014
Endettement financier net/EBE	2,3	2,1	2,0
Endettement financier net/(endettement financier net + capitaux propres) (1)	48 %	48 %	46 %

(1) Capitaux propres y compris participations ne donnant pas le contrôle.

1. Dépréciation de - 14,2 % de la livre sterling face à l'euro : 1,168 €/£ au 31 décembre 2016 ; 1,362 €/£ au 31 décembre 2015 ; appréciation de + 3,3 % du dollar américain face à l'euro : 0,949 €/$ au 31 décembre 2016 ; 0,919 €/$ au 31 décembre 2015.

7 GESTION ET CONTRÔLE DES RISQUES MARCHÉS

7.1 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.

7.1.1 Position de liquidité et gestion du risque de liquidité

7.1.1.1 Position de liquidité

Au 31 décembre 2016, les liquidités du Groupe, composées des actifs liquides, de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, s'élèvent à 25 159 millions d'euros, et les lignes de crédit disponibles s'établissent à 11 709 millions d'euros.

Sur l'année 2017, les flux prévisionnels de remboursement et d'intérêts de la dette du Groupe au 31 décembre 2016 s'élèveront à 13 506 millions d'euros, dont 5 253 millions d'euros au titre d'emprunts obligataires (hors dettes hybrides).

Au 31 décembre 2016, aucune société du Groupe n'a fait l'objet d'un défaut de paiement au titre de ses emprunts.

7.1.1.2 Gestion du risque de liquidité

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 jusqu'en mai 2009, date à laquelle un programme EMTN de droit français a été établi pour les émissions réalisées par EDF sous programme EMTN à compter de cette date. Ce programme a été renouvelé régulièrement depuis cette date, et le montant actuel du plafond de ce programme est de 45 milliards d'euros.

EDF a lancé le 6 octobre 2016 sur le marché taïwanais une émission obligataire « senior » (dite « Formosa ») pour un montant de 2 655 millions de dollars sur deux tranches en dollars américains :

- obligation de 491 millions de dollars d'une maturité de 30 ans avec un coupon de 4,65 % ;
- obligation de 2 164 millions de dollars d'une maturité de 40 ans avec un coupon de 4,99 % ;

EDF a également lancé le 6 octobre 2016 une émission obligataire « senior » multi-devises d'environ 3 milliards d'euros sur quatre tranches :

- obligation verte (*green bond*) de 1 750 millions d'euros, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 1 % ;
- obligation de 750 millions d'euros, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 1,875 % ;
- obligation de 400 millions de francs suisses, d'une maturité de 8 ans avec un coupon fixe de 0,3 % ;
- obligation de 150 millions de francs suisses, d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 0,65 %.

La tranche d'obligation verte (*green bond*), d'un montant total de 1 750 millions d'euros avec une maturité de 10 ans et un coupon fixe de 1 %, permet à EDF de poursuivre ses investissements de développement des énergies renouvelables. Cette transaction s'appuie sur la structure de l'émission obligataire d'EDF datant de novembre 2013, une référence pour le marché, et démontre l'engagement continu d'EDF dans le développement du marché des *green bonds* et son soutien aux meilleures pratiques, en ligne avec les *Green Bond Principles* [1] :

- les fonds levés dans le cadre de cette émission sont exclusivement dédiés au financement de nouveaux projets d'énergies renouvelables développés par EDF Énergies Nouvelles et de projets éligibles de la division hydraulique d'EDF ;
- les projets financés sont sélectionnés dans le cadre d'un processus minutieux et documenté basé sur des critères ESG validés par l'agence de notation extrafinancière Vigeo [2] ;
- les fonds levés sont gérés et suivis selon un strict principe de ségrégation, depuis leur réception au niveau de la trésorerie EDF

1. *Les* Green Bond Principles, *mis à jour en mars 2015, sont des lignes directrices d'application volontaire pour l'émission de* green bonds *qui recommandent la transparence et la publication d'informations de manière à soutenir le développement du marché des* green bonds *dans une optique d'intégrité. Pour plus d'information : http://www.icmagroup.org/Regulatory-Policy-and-Market-Practice/green-bonds/green-bond-principles/*
2. *Les critères « ESG » couvrent cinq domaines : respect des droits de l'homme et gouvernance dans le pays hôte du projet ; gestion des impacts environnementaux ; protection de la santé et de la sécurité des employés ; promotion d'une relation responsable avec les fournisseurs et dialogue avec les parties prenantes locales.*

jusqu'à leur allocation à des projets verts éligibles.

EDF publiera régulièrement des informations relatives aux montants alloués au titre du *green bond* ainsi qu'au portefeuille de projets financés et aux bénéfices environnementaux associés. Deloitte & Associés publiera une attestation sur le respect des engagements pris par EDF, qui sera incluse dans le document de référence 2016.

Ces opérations participent au financement de la stratégie d'investissement du Groupe et s'inscrivent dans le cadre de la politique d'allongement de la maturité de sa dette.

La description de la dette obligataire du Groupe est détaillée à la note 38.2 « Emprunts et dettes financières » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2016.

La maturité moyenne de la dette brute du Groupe au 31 décembre 2016 s'établit à 13,4 ans contre 13 ans au 31 décembre 2015, celle d'EDF SA à 14,4 ans contre 13,9 ans au 31 décembre 2015.

Au 31 décembre 2016, les échéances résiduelles des passifs financiers (y compris paiement des intérêts) se présentent comme suit, conformément à la norme IAS 39 (valorisation sur la base des cours de change et de taux d'intérêt au 31 décembre 2016) :

31 décembre 2016 *(en millions d'euros)*	**Dettes**	**Instruments de couverture** [1]		**Garanties données sur emprunts**
		Swaps de taux	**Swaps de change**	
2017	13 506	(609)	(41)	259
Entre 2018 et 2021	21 773	(2 226)	(117)	250
2022 et au-delà	66 970	(3 774)	(1 005)	135
TOTAL	**102 249**	**(6 609)**	**(1 163)**	**644**
Dont remboursement de dette principale	63 844			
Dont charges d'intérêt	38 405			

(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 termes des activités du Groupe situées hors de France. Ces financements sont mis en place de manière totalement autonome par EDF SA et EDF IG qui établissent chacune les conditions du financement. Ces conditions sont celles que la filiale obtiendrait sur le marché dans une situation de pleine concurrence ;
- la gestion active et la diversification des sources de financement du Groupe : le Groupe a accès à des ressources court terme sur différents marchés dans le cadre de programmes de billets de trésorerie, d'US CP (papier commercial aux États-Unis) ou d'Euro CP (papier commercial sur l'euro marché). Pour EDF, les plafonds sont respectivement de 6 milliards d'euros pour les billets de trésorerie, 10 milliards de dollars américains pour les US CP et 1,5 milliard d'euros pour les Euro CP.

Au 31 décembre 2016, les encours d'émissions de billets de trésorerie du Groupe sont de 1 674 millions d'euros et de 2 421 millions de dollars US CP. Il n'y a eu aucune émission d'Euro CP en 2016. 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 euro 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.

Le tableau ci-après présente, par type d'emprunt, par date croissante d'échéance, les emprunts du Groupe dont la valeur est supérieure lors de leur émission à 650 millions d'euros ou équivalents euros dans les comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2016 :

Type d'emprunt *(en millions de devises)*	**Entité**	**Date d'émission** [1]	**Échéance**	**Montant de l'émission**	**Devise**	**Taux**
Obligataire	EDF	01/2014	01/2017	1 000	USD	1,15 %
Euro MTN	EDF	02/2008	02/2018	1 500	EUR	5,00 %
Obligataire	EDF	01/2009	01/2019	2 000	USD	6,50 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2019	1 250	USD	2,15 %
Obligataire	EDF	01/2010	01/2020	1 400	USD	4,60 %
Euro MTN	EDF	05/2008	05/2020	1 200	EUR	5,38 %
Obligataire	EDF	10/2015	10/2020	1 500	USD	2,35 %
Euro MTN	EDF	01/2009	01/2021	2 000	EUR	6,25 %
Euro MTN (*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 %
Euro MTN	EDF	03/2012	03/2027	1 000	EUR	4,13 %
Euro MTN	EDF	04/2010	04/2030	1 500	EUR	4,63 %
Euro MTN	EDF	07/2001	07/2031	650	GBP	5,88 %
Euro MTN	EDF	02/2003	02/2033	850	EUR	5,63 %
Euro MTN	EDF	06/2009	06/2034	1 500	GBP	6,13 %
Euro MTN	EDF	10/2016	10/2036	750	EUR	1,88 %
Obligataire	EDF	01/2009	01/2039	1 750	USD	6,95 %
Euro MTN	EDF	11/2010	11/2040	750	EUR	4,50 %
Euro MTN	EDF	10/2011	10/2041	1 250	GBP	5,50 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2044	1 000	USD	4,88 %
Obligataire	EDF	10/2015	10/2045	1 500	USD	4,75 %
Obligataire	EDF	10/2015	10/2045	1 150	USD	4,95 %
Euro MTN	EDF	09/2010	09/2050	1 000	GBP	5,13 %
Euro MTN	EDF	10/2016	10/2056	2 164	USD	4,99 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2114	1 350	GBP	6,00 %

(1) Date de réception des fonds.

L'emprunt de la société C25, émis pour un montant de 2 820 millions d'euros, est à échéance décembre 2017. Cet emprunt est comptabilisé en « Passifs financiers » à hauteur de 50,1 % de son montant et en « Passifs détenus en vue de la vente » à hauteur de 49,9 % de son montant (voir note 3.5.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2016).

Au 31/12/2016, EDF dispose d'un montant global de 10 215 millions d'euros de lignes disponibles (crédit syndiqué et lignes bilatérales) :

- le crédit syndiqué s'élève à 4 milliards d'euros et a une maturité jusqu'en novembre 2020. Il n'a fait l'objet d'aucun tirage au 31 décembre 2016 ;
- les lignes de crédit représentent 6 085 millions d'euros de disponible avec des maturités s'échelonnant jusqu'en décembre 2019. Le niveau de ces disponibilités est très régulièrement revu pour assurer au Groupe un niveau suffisant de lignes de secours ;
- plusieurs lignes de crédits existent entre EDF et la Banque européenne d'investissement. Trois lignes de crédits sont tirées

intégralement au 31 décembre 2016, pour des montants de 225 millions d'euros, 500 millions d'euros et 500 millions d'euros. Une quatrième ligne de crédit de 200 millions d'euros fait l'objet d'un tirage à hauteur de 70 millions d'euros au 31 décembre 2016.

EDF Investissements Groupe bénéficie depuis le mois de septembre 2015 d'un nouveau crédit syndiqué pour un montant de 1 000 millions d'euros (maturité septembre 2020). Au 31 décembre 2016, celui-ci ne fait pas l'objet d'un tirage.

7.1.2 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 2016 :

Société	Agence	Notation Long terme	Notation Court terme
EDF	Standard & Poor's	A- assortie d'une perspective stable (1)	A-2
	Moody's	A3 assortie d'une perspective stable (2)	P-2
	Fitch Ratings	A- assortie d'une perspective stable (3)	F2
EDF Trading	Moody's	Baa2 assortie d'une perspective stable (4)	n. a.
EDF Energy	Standard & Poor's	BBB- assortie d'une perspective stable (5)	A-3
Edison	Standard & Poor's	BB+ assortie d'une perspective stable (6)	B
	Moody's	Baa3 assortie d'une perspective stable (7)	n. a.

n. a. = non applicable.

(1) Le 21 septembre 2016, S&P a dégradé la note d'EDF de A à A- assortie d'une perspective stable.

(2) Le 28 septembre 2016, Moody's a dégradé la note d'EDF de A2 à A3 assortie d'une perspective stable. La notation des titres subordonnés a également été abaissée à Baa3.

(3) Le 7 juin 2016, Fitch a dégradé la note d'EDF de A à A-.

(4) Le 13 mai 2016, Moody's a dégradé la note d'EDF Trading de Baa1 à Baa2. Le 11 octobre 2016, la notation a été assortie d'une perspective stable.

(5) Le 13 mai 2016, S&P a dégradé la note d'EDF Energy de A- à BBB-. Le 21 septembre 2016, la notation a été assortie d'une perspective stable.

(6) Le 04 octobre 2016, S&P a dégradé la note d'Edison de BBB- à BB+ assortie d'une perspective stable.

(7) Le 13 mai 2016, Moody's a dégradé la note d'Edison de Baa2 à Baa3. Le 19 octobre 2016, la notation a été assortie d'une perspective stable.

7.1.3 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 soit par un adossement à des dettes d'acquisition dans la même devise, soit 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 39 % et 100 % (hors BRL et CNY). Lorsque les instruments de couverture ne sont pas disponibles ou lorsque leur coût est prohibitif, ces positions de change restent ouvertes. Le risque qu'elles représentent est alors suivi par des calculs de sensibilité ;
- couverture des flux opérationnels en devises : de manière générale, les flux générés par les activités opérationnelles d'EDF et de ses filiales sont libellés dans leur devise locale, à l'exception des flux liés aux achats de combustible principalement libellés en dollars américains et de certains flux, de moindres montants, liés à des achats de matériel. Selon les principes édictés par le Cadre stratégique de gestion financière, EDF et ses principales filiales concernées par le risque de change (EDF Energy, EDF Trading, Edison, EDF Énergies Nouvelles) ont à mettre en place des couvertures sur les engagements fermes ou hautement probables liés à ces flux opérationnels futurs.

En conséquence de la politique de financement et de couverture du risque de change, la dette brute du Groupe, au 31 décembre 2016 par devise et après couverture, se décompose comme indiqué dans le tableau ci-après :

STRUCTURE DE LA DETTE BRUTE AU 31 DÉCEMBRE 2016, PAR DEVISE AVANT ET APRÈS COUVERTURE

31 décembre 2016 *(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)	31 204	20 220	51 424	79 %
Emprunts libellés en dollars américains (USD)	22 239	(19 314)	2 925	4 %
Emprunts libellés en livres britanniques (GBP)	9 824	(827)	8 997	14 %
Emprunts libellés dans d'autres devises	1 928	(79)	1 849	3 %
TOTAL DES EMPRUNTS	**65 195**	**-**	**65 195**	**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 2016.

SENSIBILITÉ DE LA DETTE BRUTE DU GROUPE AU RISQUE DE CHANGE

31 décembre 2016 *(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)	51 424	-	51 424
Emprunts libellés en dollars américains (USD)	2 925	(293)	2 632
Emprunts libellés en livres britanniques (GBP)	8 997	(900)	8 097
Emprunts libellés dans d'autres devises	1 849	(185)	1 664
TOTAL DES EMPRUNTS	**65 195**	**(1 378)**	**63 817**

Du fait de la politique de couverture du risque de change sur les dettes mise en place au sein du Groupe, le compte de résultat des sociétés sous contrôle du Groupe est marginalement exposé au risque de change.

Le tableau ci-dessous présente la position de change liée aux actifs nets en devises des filiales du Groupe.

POSITION DES ACTIFS NETS

31 décembre 2016 [1] *(en millions de devises)*	**Actifs nets**	**Emprunts obligataires**	**Dérivés**	**Actifs nets après gestion**
USD	4 745	3 200	(1 312)	2 857
CHF (Suisse)	659	600	(110)	169
HUF (Hongrie)	121 000	-	121 000	-
PLN (Pologne)	2 357	-	2 193	164
GBP (Royaume-Uni)	14 642	5 435	1 149	8 058
BRL (Brésil)	1 377	-	-	1 377
CLP (Chili)	2 607	-	-	2 607
CNY (Chine)	10 141	-	-	10 141

(1) Actifs nets : vision au 31 décembre 2016 excepté pour la situation nette en HUF pour laquelle la situation correspond au prix de cession d'EDF DÉMÁSZ Zrt ; dérivés et emprunts obligataires : vision au 31 décembre 2016. Les situations nettes listées excluent certaines expositions non significatives.

Les actifs indiqués ci-dessus sont ceux des filiales étrangères du Groupe en devises retraités des variations de juste valeur des couvertures de flux de trésorerie et des actifs financiers disponibles à la vente comptabilisés en capitaux propres, ainsi que des variations de juste valeur des instruments financiers comptabilisés en résultat.

Le tableau ci-après présente le risque de perte de change, en capitaux propres, sur les actifs nets en devises des principales filiales du Groupe au 31 décembre 2016. 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

(en millions de devises)	Au 31 décembre 2016			Au 31 décembre 2015		
	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	2 857	2 710	271	2 916	2 678	268
CHF (Suisse)	169	157	16	181	167	17
HUF (Hongrie)	-	-	-	62 289	197	20
PLN (Pologne)	164	37	4	807	189	19
GBP (Royaume-Uni)	8 058	9 412	941	7 401	10 084	1 008
BRL (Brésil)	1 377	401	40	1 065	247	25
CLP (Chili)	2 607	4	-	-	-	-
CNY (Chine)	10 141	1 385	139	9 770	1 384	138

Le risque de change sur les actifs financiers disponibles à la vente (titres AFS) est essentiellement localisé dans le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF qui fait l'objet d'une analyse dans la section 7.1.6 « 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 2016.

7.1.4 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 variables, défini à partir du couple rendement/risque sur les charges financières nettes prenant en compte les anticipations d'évolution de taux d'intérêt.

Dans ce cadre, une partie de la dette est variabilisée, le Groupe pouvant être amené à utiliser des instruments dérivés de taux dans une optique de couverture, et la répartition de l'exposition entre taux fixes et taux variables fait l'objet d'un suivi.

Au 31 décembre 2016, la dette du Groupe après instruments de couverture se répartit en 53,6 % à taux fixe et 46,4 % à taux variable.

Une augmentation annuelle uniforme des taux d'intérêt de 1 % entraînerait une augmentation des charges financières d'environ 303 millions d'euros sur la base de la dette brute à taux variable à fin 2016 après couverture.

Le coût moyen de la dette Groupe (taux d'intérêt pondéré des encours) s'établit à 2,73 % fin 2016.

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 2016. L'impact de la variation des taux d'intérêt est en augmentation de 7 millions d'euros par rapport à 2015.

STRUCTURE DE LA DETTE DU GROUPE ET SENSIBILITÉ AU RISQUE DE TAUX

31 décembre 2016 *(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	58 650	(23 710)	34 940	-
À taux variable	6 545	23 710	30 255	303
TOTAL DES EMPRUNTS	**65 195**	**-**	**65 195**	**303**

Concernant les actifs financiers, le tableau ci-dessous présente le risque de taux sur les obligations et titres de créances négociables (TCN) à taux variable détenus par EDF et leur sensibilité au risque de taux (impact en résultat).

SENSIBILITÉ AU RISQUE DE TAUX DES TITRES À TAUX VARIABLE

31 décembre 2016 *(en millions d'euros)*	Valeur	Impact, en résultat, d'une variation de 1 % des taux d'intérêt	Valeur après variation de 1 % des taux d'intérêt
TITRES À TAUX VARIABLE	**1 497**	**(15)**	**1 482**

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 2016) 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 2016), 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 7.1.6 « Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA »).

7.1.5 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 7.1.6 « Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA ».

Couverture des engagements sociaux d'EDF SA, d'EDF Energy et de British Energy

Les actifs de couverture des passifs sociaux d'EDF sont partiellement investis sur le marché des actions internationales et européennes. L'évolution du marché actions impacte donc la valorisation de ces actifs, et une évolution négative des actions aurait un effet à la hausse sur le niveau des provisions enregistrées au bilan.

Les actifs couvrant les engagements sociaux d'EDF sont investis à hauteur de 30,9 % en actions fin 2016, soit un montant actions de 3,6 milliards d'euros.

Au 31 décembre 2016, 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 37,7 % et 38,7 % en actions et fonds actions, ce qui représente un montant actions de 588 millions de livres sterling.

Au 31 décembre 2016, les fonds de British Energy sont investis à hauteur de 24,8 % en actions et fonds actions, soit un montant actions de 1 582 millions de livres sterling.

Fonds CENG

CENG est exposé au risque actions dans le cadre de la gestion de ses fonds destinés à couvrir son démantèlement nucléaire.

Gestion de trésorerie long terme d'EDF

Dans le cadre de sa gestion de trésorerie long terme, EDF a maintenu sa stratégie d'allègement des placements corrélés actions, ce qui conduit au 31 décembre 2016 à une position non significative très inférieure à 1 million d'euros.

7.1.6 Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA

Des actifs dédiés ont progressivement été constitués par EDF depuis 1999 pour sécuriser le financement de ses engagements nucléaires de long terme. La loi du 28 juin 2006 et ses textes d'application ont défini les provisions qui ne sont pas liées au cycle d'exploitation et qui doivent par conséquent être couvertes par des actifs dédiés ; elles figurent en note 47 « Actifs dédiés d'EDF » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2016.

La gestion du portefeuille d'actifs dédiés est réalisée sous le contrôle du Conseil d'administration et des Comités du Conseil (Comité de suivi des engagements nucléaires, Comité d'audit).

Le **Comité de suivi des engagements nucléaires (CSEN)** est un comité spécialisé, créé par le Conseil d'administration d'EDF en 2007.

Le **Comité d'expertise financière des engagements nucléaires (CEFEN)** a pour mission d'assister l'entreprise et ses organes sociaux sur les questions d'adossement actif/passif et de gestion d'actifs. Il est composé de personnalités indépendantes de l'entreprise choisies pour leurs compétences et leur diversité d'expérience, en particulier dans les domaines de la gestion actif/passif, la recherche économique et financière et la gestion d'actifs.

Principes de gouvernance et de gestion

Les principes de gouvernance qui définissent la structure des actifs dédiés ainsi que le processus de décision et de contrôle de leur gestion sont validés par le Conseil d'administration d'EDF. Ces principes précisent également les règles de structuration du portefeuille d'actifs, de sélection des gestionnaires financiers, de structuration juridique, comptable et fiscale des fonds.

L'allocation stratégique est déterminée à partir d'études actif/passif dont l'objectif est de définir le portefeuille cible le plus adapté à la problématique de financement des engagements nucléaires de long terme. L'allocation stratégique est validée par le Conseil d'administration d'EDF et revue tous les trois ans, sauf circonstances particulières. Depuis 2013, cette allocation cible se compose d'un portefeuille financier et, pour environ un quart, d'actifs non cotés (21,9 % effectivement atteint au 31 décembre 2016). Les actifs non cotés sont gérés par EDF Invest (créé en 2013 suite au décret du 24 juillet 2013) et sont constitués d'infrastructures, d'immobilier et de fonds d'investissement.

Le portefeuille financier comporte deux sous-portefeuilles « actions » et « obligations », eux-mêmes décomposés en « classes d'actifs secondaires » ou « poches » correspondant à des marchés spécifiques. L'allocation stratégique du portefeuille financier est de 49 % d'actions internationales et 51 % d'obligations. Un indice de référence est fixé pour le suivi de la performance et le contrôle du risque du portefeuille financier : MSCI *World* AC DN couvert en euro à 50 % hors devises pays émergents pour le sous-portefeuille actions ; composite 60 % Citigroup EGBI et 40 % Citigroup EuroBIG corporate pour le sous-portefeuille taux.

Par ailleurs, un troisième sous-portefeuille « trésorerie » sert à sécuriser le paiement des prochains décaissements liés à l'objet du passif couvert et peut être renforcé de manière tactique notamment par prudence en cas de crise sur les marchés.

Enfin, la créance CSPE a été affectée aux actifs dédiés le 13 février 2013.

La gestion tactique du portefeuille financier est assurée autour de plusieurs axes :

- le pilotage de l'exposition entre les sous-portefeuilles « actions » et « obligations » ;
- au sein de chaque sous-portefeuille, la répartition par « classe d'actifs secondaires » ;
- le choix des OPCVM qui intègre le souci de diversification :
  - par style (valeurs de croissance, valeurs décotées, valeurs de rendement),
  - par taille de capitalisation (grandes valeurs, moyennes et petites valeurs),

- par processus d'investissement (approche macroéconomique et sectorielle, sélection de valeurs en « quantitatif », etc…),
- par support d'investissement à des fins de respect de ratio d'emprise ;

- pour les obligations, un choix de titres détenus en direct, de mandats et d'OPCVM intégrant le souci de diversification :
  - par type d'émission (taux fixes, taux indexés),
  - par nature d'instruments (emprunts d'État ou supranationaux, obligations foncières et *covered bonds,* obligations d'entreprises),
  - par émetteur et par maturité.

La politique de répartition du portefeuille financier élaborée par le Comité de gestion opérationnelle[1] repose sur l'analyse des perspectives économiques et financières de chacun des marchés et zones géographiques, sur l'étude des niveaux de valorisation des différents marchés ou segments de marchés ainsi que sur les analyses de risques produites par le département CRFI.

Évolution réglementaire

Le décret du 19 décembre 2016 autorise l'affectation aux actifs dédiés de titres de la société C25, société détenant les titres de RTE.

Évolution du portefeuille sur l'année 2016

En 2016, EDF Invest a poursuivi la constitution de son portefeuille en infrastructures, immobilier et fonds d'investissement.

Notamment, en octobre 2016, EDF Invest et le fonds infrastructure hollandais DIF, associés dans un consortium à parité 50/50, ont acquis 100 % de Thyssengas, le troisième transporteur de gaz en Allemagne. Thyssengas détient et exploite 4 200 km de réseau de transport de gaz naturel desservant des clients industriels et résidentiels en Rhénanie du Nord-Westphalie.

Par ailleurs, en novembre 2016, le groupe italien Atlantia et EDF Invest ont acquis une participation majoritaire dans la société Aéroports de la Côte d'Azur, qui opère les aéroports de Nice-Côte d'Azur, Cannes-Mandelieu et Saint Tropez ainsi que le réseau international de services d'assistance en escale pour l'aviation d'affaires Sky Valet.

Ces deux participations ont été affectées à la poche « Infrastructures » d'EDF Invest, aux côtés notamment des participations dans C25, TIGF, Porterbrook, MRG et Géosel.

En décembre 2016, EDF, d'une part, et la Caisse des Dépôts et CNP Assurances, d'autre part, ont conclu un accord engageant fixant les termes et conditions de l'acquisition par la Caisse des Dépôts et CNP Assurances d'une participation indirecte de 49,9 % du capital de RTE, et les modalités d'un partenariat de long terme pour favoriser le développement de RTE (voir note 3.5.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2016).

Dans un premier temps, suite à la publication du décret n° 2016-1781 du 19 décembre 2016, EDF a transféré le 23 décembre 2016 la totalité des titres de RTE à la société C25, celle-ci finançant en partie l'opération par endettement externe. EDF cèdera ensuite à la Caisse des Dépôts et à CNP Assurances 49,9 % du capital de cette société. La réalisation de cette seconde étape est prévue pour le premier semestre de l'année 2017 après approbation des autorités compétentes en matière de contrôle des concentrations.

Le solde de la participation d'EDF dans C25 (50,1 %) restera affecté à EDF Invest, au sein du portefeuille d'actifs dédiés destinés à couvrir les charges futures relatives à l'aval de son cycle nucléaire.

L'évolution du portefeuille financier est décrite dans la section suivante, au paragraphe « Performance du portefeuille des actifs dédiés d'EDF ».

Concernant la créance CSPE, cette créance financière (qui porte intérêt à 1,72 %) doit être remboursée selon un échéancier révisé s'étalant jusqu'à fin 2020, qui a fait l'objet d'un arrêté le 2 décembre 2016, conformément à un courrier ministériel du 26 janvier 2016. Dans ce courrier, l'État a également reconnu la créance résultant du déficit supplémentaire de compensation de début 2013 à fin 2015, estimée alors à 644 millions d'euros à cette date et intégrée dans l'échéancier révisé de remboursement, et a autorisé son affectation aux actifs dédiés. En décembre 2016, l'intégralité de ce supplément ainsi qu'une part de la créance affectée aux actifs dédiés ont été cédés pour un montant total de 1 538 millions d'euros (voir la note 3.6 « Cession partielle de la créance CSPE » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2016) ; les montants issus de la cession de la part affectée aux actifs dédiés (894 millions d'euros) ont été réinvestis dans les actifs dédiés.

Au 31 décembre 2016, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 99,8 %, et atteindrait, toutes choses égales par ailleurs, 105,3 % après finalisation de la cession d'une partie des titres de C25 prévue au premier semestre 2017. Le taux de couverture des provisions est de 105,4 % hors plafonnements réglementaires prévus par le décret n° 2007-243.

Des retraits pour un montant de 377 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir en 2016 (378 millions d'euros en 2015). Aucune dotation aux actifs dédiés n'a été effectuée en 2016 (38 millions d'euros en 2015). Le reste à doter de 972 millions d'euros constaté à fin 2015 a été résorbé au 30 juin 2016 du fait, notamment, de l'allongement à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales du palier REP 900 MW, qui a conduit à effectuer une reprise de provisions soumises à couverture par des actifs dédiés pour 1 657 millions d'euros (voir note 3.1 « Allongement à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales nucléaires REP 900 MW en France » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2016).

Cependant, à fin 2016, notamment du fait de la diminution du taux d'actualisation réel au 31 décembre, les dotations aux provisions devant être compensées par des dotations aux actifs dédiés conformément au décret du 24 mars 2015 s'élèvent au total à 1 095 millions d'euros. EDF procédera dans le mois suivant l'arrêté des comptes à la dotation de ce montant aux actifs dédiés, conformément au courrier du 10 février 2017 des Ministres de l'Économie et des Finances, et de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer.

1. Comité interne et organe permanent d'évaluation, de concertation et de décision opérationnelle en matière de gestion des actifs dédiés.

Composition et performance du portefeuille des actifs dédiés d'EDF

COMPOSITION ANALYTIQUE DU PORTEFEUILLE

	31/12/2016	31/12/2015
Sous-portefeuille actions	31,1 %	31,1 %
Sous-portefeuille obligataire	26,8 %	28,5 %
Sous-portefeuille trésorerie	3,5 %	1,2 %
CSPE après couverture	16,7 %	22,3 %
Actifs non cotés (EDF Invest)	21,9 %	16,9 %
TOTAL	**100 %**	**100 %**

Au 31 décembre 2016, la valeur globale du portefeuille s'élève à 25 677 millions d'euros, contre 23 480 millions d'euros à fin décembre 2015.

La composition du portefeuille financier est également présentée en note 47 « Actifs dédiés d'EDF » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2016.

COMPOSITION SELON LA CLASSIFICATION DE L'ARTICLE 4 DU DÉCRET N° 2007-243 DU 23 FÉVRIER 2007

	31 décembre 2016		31 décembre 2015	
Catégories *(en millions d'euros)*	Valeur nette comptable	Valeur de réalisation	Valeur nette comptable	Valeur de réalisation
Obligations États OCDE et assimilées	3 167	3 335	3 486	3 784
Obligations personnes morales OCDE hors États	542	593	595	630
OPCVM investissant dans les deux catégories précédentes	3 910	4 058	2 701	2 840
OPCVM non exclusivement obligations OCDE	6 059	7 790	5 643	7 019
Couvertures, dépôts, sommes à recevoir	(18)	(18)	7	7
TOTAL PORTEFEUILLE PRODUITS FINANCIERS	**13 660**	**15 758**	**12 432**	**14 280**
C25 (société détenant les titres de RTE) [1]	3 905	3 905	2 015	2 580
Autres titres non cotés et immobilier	1 530	1 728	1 249	1 395
TOTAL EDF INVEST	**5 435**	**5 633**	**3 264**	**3 975**
CSPE après couverture	4 182	4 286	5 225	5 225
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS	**23 277**	**25 677**	**20 921**	**23 480**

(1) La quote-part affectée au portefeuille d'actifs dédiés correspondait en 2015 à 50 % de la participation détenue par le Groupe dans RTE. En 2016, celle-ci correspond à 75,9 % de C25, société qui détient directement 100 % des titres de RTE.

PERFORMANCE DU PORTEFEUILLE DES ACTIFS DÉDIÉS D'EDF

Le tableau ci-dessous présente la performance par portefeuille au 31 décembre 2016 et 31 décembre 2015 :

(en millions d'euros)	31/12/2016 Valeur boursière ou de réalisation	Performance de l'exercice 2016		31/12/2015 Valeur boursière ou de réalisation	Performance de l'exercice 2015	
		Portefeuille	Indice de référence [1]		Portefeuille	Indice de référence [1]
Sous-portefeuille actions	7 992	7,8 %	9,8 %	7 304	6,1 %	4,9 %
Sous-portefeuille taux	6 866	4,3 %	3,8 %	6 694	1,3 %	0,8 %
TOTAL PORTEFEUILLE FINANCIER	**14 858**	**6,2 %**	**6,8 %**	**13 998**	**3,5 %**	**3,0 %**
Sous-portefeuille trésorerie	900	0,2 %	- 0,3 %	282	0,4 %	- 0,1 %
TOTAL PORTEFEUILLE FINANCIER ET TRÉSORERIE	**15 758**	**5,9 %**	**-**	**14 280**	**3,5 %**	**-**
CSPE après couverture	4 286 [3]	4,2 % [3]	–	5 225	1,7 %	–
EDF INVEST [2]	**5 633**	**40,1 % [5]**	**–**	**3 975**	**5,3 %**	**–**
dont titres C25 affectés [4]	*3 905*	*55,4 % [5]*	–	*2 580*	*4,6 %*	–
dont autres actifs non côtés [4]	*1 728*	*7,9 % [6]*	–	*1 395*	*8,3 %*	–
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS	**25 677**	**11,1 % [5] [7]**	**–**	**23 480**	**3,5 %**	**–**

(1) Indice de référence : MSCI World *AC DN couvert en euro à 50 % hors devises pays émergents pour le sous-portefeuille actions, composite 60 % Citigroup EGBI et 40 % Citigroup EuroBIG corporate pour le sous-portefeuille taux, Eonia Capitalisé pour le sous-portefeuille trésorerie, et pour le portefeuille financier 49 % indice actions et 51 % indice taux.*

(2) Performance sur les actifs détenus en début d'année. En limitant la valeur de certains investissements conformément à l'article 4 et l'article 16 du décret n° 2007-243 relatif au calcul de la valeur de réalisation réglementaire des actifs dédiés devant être supérieure ou égale aux provisions nucléaires de long terme, cette valeur de réalisation réglementaire est ramenée à 4 266 millions d'euros s'agissant des actifs EDF Invest et à 24 312 millions d'euros s'agissant du total des actifs dédiés.

(3) Dont 103 millions de réévaluation suite à la plus-value de 22 millions d'euros constatée sur les 872 millions d'euros de créance cédée. Avant réévaluation de la créance, sa performance est de 1,7 %.

(4) La quote-part des titres RTE affectée au portefeuille d'actifs dédiés, soit 50 % des titres RTE, a été prise en compte jusqu'au 30 juin 2016 pour sa valeur d'équivalence dans les comptes consolidés. A fin 2016, la quote-part de C25 (société qui détient directement 100 % des titres de RTE), affectée au portefeuille d'actifs dédiés, soit 75,9 % du capital, a été réévaluée à sa juste valeur.

(5) Hors réévaluation liée à l'opération C25, la performance de RTE est de 1,6 %, celle d'EDF Invest de 3,8 % et celle du total des actifs dédiés de 5,2 %.

(6) Soit 9,1 %, après retraitement des effets change.

(7) Y compris réévaluations de RTE et de la créance CSPE ; 4,8 % hors de ces deux réévaluations. La performance des actifs dédiés hors RTE est de 5,7 %.

Le début de l'année boursière 2016 a été dominé par trois sources d'incertitudes : les risques politiques (Brexit, élections présidentielles américaines,…), la politique des grandes banques centrales (Fed, BCE, BoJ, BoE) et le comportement des prix du pétrole qui laissaient craindre un ralentissement très marqué voire une déstabilisation des pays émergents.

S'agissant des risques politiques, ils se sont tous matérialisés. Le Royaume-Uni a voté le 23 juin en faveur de la sortie de l'Union ouvrant ainsi une période d'incertitude. Le programme protectionniste de la nouvelle administration aux États-Unis pourrait avoir des implications importantes pour les partenaires commerciaux des États-Unis s'il était appliqué en l'état. Malgré tout, ces résultats n'ont eu qu'une influence très passagère sur les marchés financiers qui ont préféré se concentrer sur les bonnes nouvelles.

Du côté des orientations monétaires, la BCE a mis en œuvre une politique de taux d'intérêt négatifs tout en accentuant, en début d'année, l'assouplissement de sa politique avec une augmentation du montant de ses achats d'actifs, en les élargissant aux emprunts des émetteurs privés. La Banque Centrale Européenne a annoncé fin 2016 la prolongation de 9 mois de cette politique. En revanche, la *Federal Reserve* a engagé la remontée de ses taux directeurs. Au niveau global, les craintes de déflation s'estompent et s'accompagnent d'un rebond de la croissance.

De ce fait, les taux long terme qui avaient été orientés à la baisse en début d'année ont fortement remonté au cours du second semestre.

Après un bref passage du baril en deçà de US$30 en début d'année, le pétrole est revenu sur des niveaux de US$50 qui semblent être un prix d'équilibre. Cette stabilisation des prix du pétrole, outre qu'elle limite les facteurs d'aggravation de la crise dans les pays producteurs, contribue au regain d'inflation modéré des économies occidentales.

Dans cet environnement, les marchés ont été soumis à une forte volatilité au premier semestre, suivie par un rebond important dans la deuxième partie de l'année et en particulier après les élections présidentielles américaines. Les marchés actions (indice MSCI *World All Countries* DN couvert en euro à 50 % hors devises des pays émergents) finissent en hausse de + 9,8 %. L'indice obligataire européen (60 % Citigroup EGBI et 40 % Citigroup EuroBIG corporate) a progressé quant à lui de + 3,8 %.

Dans ce contexte très incertain en début d'année, il a été décidé de privilégier un positionnement défensif du portefeuille, tant sur les obligations, avec la recherche d'une moindre sensibilité que celle de l'indice de référence, que sur les actions, en surpondérant les marchés de pays développés par rapport à ceux des pays émergents et les fonds actions les moins volatils.

Ces choix d'allocation, ainsi que la sous-performance de la gestion active actions en Amérique du Nord et en Europe, se sont traduits par une moindre progression du portefeuille financier, avec une hausse de 6,2 % à comparer à 6,8 % pour son indice de référence.

En 2016, les actifs dédiés ont enregistré une performance globale après impôt (impacts réserves et résultat) de + 728 millions d'euros,

dont + 575 millions d'euros sur le portefeuille financier et la trésorerie (+ 876 millions d'euros avant impôt), + 71 millions d'euros pour la CSPE après couverture (+ 108 millions d'euros avant impôt) et + 82 millions d'euros pour EDF Invest (dont + 38 millions d'euros pour les titres RTE affectés).

Exposition des actifs dédiés aux risques

Au titre du portefeuille d'actifs dédiés, EDF est exposé au risque sur actions, ainsi qu'aux risques de taux et de change.

La valeur de marché du sous-portefeuille actions des actifs dédiés d'EDF à fin décembre 2016 s'élève à 7 992 millions d'euros. La volatilité du sous-portefeuille actions des actifs dédiés peut être estimée au travers de la volatilité de son indice de référence. Cette volatilité s'établissait à fin décembre 2016 à 15,2 % sur la base de 52 performances hebdomadaires, comparée à 15,5 % à fin 2015. En appliquant cette volatilité à la valeur des actifs actions à la même date, le Groupe estime la volatilité annuelle de la part actions des actifs dédiés à 1 215 millions d'euros. Cette volatilité affecterait les capitaux propres du Groupe.

A fin décembre 2016, la sensibilité du sous-portefeuille taux (6 866 millions d'euros) s'établissait à 4,89 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 336 millions d'euros, qui serait constatée dans les capitaux propres du Groupe. La sensibilité était de 5,52 à fin décembre 2015. La sensibilité du sous-portefeuille taux est donc nettement inférieure à celle de l'indice de référence (5,70).

7.1.7 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, réactualisée en septembre 2014, décrit la gouvernance associée au suivi de ce risque et l'organisation de la gestion et du suivi du risque de contrepartie (notamment définition de limites et indicateurs Groupe). 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 tableau ci-dessous détaille la répartition par classe de *rating* des expositions consolidées du groupe EDF au risque de contrepartie. À fin septembre 2016, les expositions du Groupe sont à 80 % 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 :

	Investment grade	***Non investment grade***	**Sans notation**	**Total**
au 31/03/2016	81 %	11 %	8 %	100 %
au 30/09/2016	80 %	11 %	9 %	100 %

La répartition des expositions au risque de contrepartie par nature d'activité est la suivante :

	Achats	**Assurances**	**Distribution et vente**	**Trésorerie et gestion d'actifs**	**Achats de combustible et *trading* d'énergies**	**Total**
au 31/03/2016	9 %	0 %	11 %	71 %	9 %	100 %
au 30/09/2016	10 %	0 %	11 %	72 %	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* collatéral et la mise en place de garanties bancaires ou d'affiliés.

En ce qui concerne les contreparties qui traitent avec la salle des marchés d'EDF, un cadre de travail élaboré par le Département CRFI spécifie les procédures d'autorisation des contreparties ainsi que la méthodologie de calcul des limites attribuées. La consommation des limites peut être consultée en temps réel et fait l'objet d'une vérification quotidienne systématique. La pertinence des limites est réexaminée avec réactivité en cas d'alerte ou d'évolution défavorable affectant une contrepartie.

Dans un contexte financier toujours instable en zone euro, EDF a poursuivi une politique prudente de gestion des placements de sa trésorerie vis-à-vis des pays périphériques. Hors actifs dédiés, les achats de dette souveraine sont limités pour l'Italie et l'Espagne (pas d'exposition Portugal, Grèce, Chypre…) à des échéances maximales de trois ans. Seules les contreparties bancaires de catégorie *investment grade* sont autorisées pour des montants et des maturités restreints.

7.2 Gestion et contrôle des risques marchés énergies

7.2.1 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.

7.2.2 Organisation du contrôle

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 Comex de caractériser et suivre annuellement le profil de risque consolidé sur ce périmètre en cohérence avec les objectifs financiers et de piloter ainsi la gestion opérationnelle des risques marchés énergies sur les horizons de marchés (typiquement trois ans).

Le principe général de couverture repose sur :

- un *netting* des positions amont/aval ; chaque fois que possible couverture des ventes aux clients finals par cession interne ;
- une fermeture graduelle des positions nettes avant l'année budgétaire, sur la base d'une trajectoire de couverture [1] définie permettant de capturer un prix moyen, généralement avec une surpondération de l'année N-1 compte-tenu des contraintes de liquidité sur les marchés à terme.

Pour ce qui concerne l'électricité France, EDF est exposée 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. Cette dernière situation a été rencontrée au second semestre 2016 pour les livraisons ARENH 2017.

Compte tenu de ses interactions fortes avec les décisions prises au sein des métiers de production, de commercialisation et de *trading*, le dispositif de contrôle des risques marchés énergies repose sur un système de mesure et d'indicateurs de risques, comprenant notamment des procédures d'alerte en cas de dépassement de limites de risques et impliquant la Direction du Groupe.

L'exposition consolidée des risques marchés énergies des entités dont EDF assure le contrôle opérationnel est présentée trimestriellement au Comex. Les processus de contrôle sont régulièrement évalués et audités.

7.2.3 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 2016. 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, 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

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.

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 (V*alue 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.

Durant le deuxième semestre 2016, la limite de VaR a été revue à la hausse, de 36 à 50 millions d'euros, compte tenu de la forte volatilité des prix de marché européens pendant cette période, et la limite de capital en risque pour contrats long terme a été portée de 200 à 300 millions d'euros. Les limites de capital en risque pour opérations sur marchés illiquides et *stop-loss* sont restées inchangées tout au long de l'année, respectivement à 250 et 180 millions d'euros.

Dans l'année 2016, ces limites n'ont pas été dépassées, hormis deux écarts de faible amplitude et courte durée avant l'augmentation des limites de VaR et capital en risque sur contrats long terme. Depuis leur instauration, les *stop-loss* n'ont par ailleurs jamais été activés.

Pour une analyse des couvertures de juste valeur liées aux matières premières du Groupe, voir note 41.5 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2016. 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 2016.

7.3 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 filiale (captive d'assurance) d'EDF, Wagram Insurance Company DAC [3], des assureurs et des réassureurs ;
- **les dommages aux installations nucléaires du groupe EDF** : en complément des couvertures découlant de la participation d'EDF à la mutuelle OIL, les dommages matériels (y compris suite à un accident nucléaire) affectant les installations nucléaires d'EDF en France et les installations nucléaires d'EDF Energy au Royaume-Uni, ainsi que les frais de décontamination nucléaire, sont couverts par un programme d'assurance Groupe faisant appel notamment, au *pool* atomique français (Assuratome), au *pool* atomique britannique *Nuclear Risk Insurers* (NRI), à l'*European Mutual Association for Nuclear Insurance* (EMANI) et à l'assureur Northcourt.

  Par ailleurs, en liaison avec les activités de CENG aux États-Unis, EDF Inc. est membre de NEIL [4] ;
- **les dommages aux marchandises transportées** ;
- **la responsabilité civile de l'exploitant nucléaire** :

  En **France**, les polices d'assurance souscrites par EDF sont conformes aux lois n° 68-943 du 30 octobre 1968, n° 90-488 du 16 juin 1990 et n° 2006-686 du 13 juin 2006 (loi « TSN »), désormais codifiées dans le Code de l'environnement et qui ont traduit les obligations, en termes de responsabilité civile des exploitants nucléaires, résultant de la Convention de Paris.

  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 à 80 millions d'euros pour les risques en cours de transport.

  Afin de se mettre en conformité avec les nouveaux seuils légaux, EDF a publié un avis de marché le 10 août 2015 sous l'intitulé « Programme d'assurance Responsabilité Civile Nucléaire (RCN) d'EDF SA » pour l'obtention et la mise en place des garanties d'assurance visant à couvrir sa responsabilité civile nucléaire et la gestion de sinistres associée et ce, dès le 18 février 2016.

  La couverture assurantielle obtenue à l'issue de cet appel d'offres permet au Groupe de répondre aux nouvelles obligations. Elle est ainsi répartie entre le marché de l'assurance nucléaire (AXA, réassuré 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), des clauses permettant une sortie du 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 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

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 marchés 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.*
4. Nuclear Electric Insurance Limited.

de 1,2 milliard d'euros.

Actuellement EDF Energy est assurée par ELINI et Wagram Insurance Company DAC, captive d'assurance du Groupe. La société captive de réassurance Océane Re participe à ce risque en vertu du contrat de réassurance qu'elle émet au profit de Wagram Insurance Company DAC.

L'entrée en vigueur de la LTE en France au 18 février 2016 a induit une hausse de 40 % du montant des primes d'assurances du Groupe. L'entrée en vigueur prochaine des Protocoles modificatifs des Conventions de Paris et de Bruxelles induiront également une forte augmentation des primes d'assurances du Groupe.

- **la responsabilité civile générale** : ce programme couvre les conséquences pécuniaires subies par des tiers du fait des risques (hors nucléaire) inhérents aux métiers du groupe EDF ;
- **la responsabilité civile des mandataires sociaux** : le programme d'assurances souscrit par EDF couvre les frais de défense et autres conséquences pécuniaires des réclamations de tiers à l'encontre des dirigeants et mandataires sociaux du Groupe dont la responsabilité serait recherchée dans le cadre de leurs fonctions ;
- **les risques construction :** EDF met en place des polices visant à couvrir les risques spécifiques à l'occasion des chantiers (polices tous risques chantier et tous risques montage essai). Ces polices ne font pas partie d'un programme de Groupe mais sont souscrites au cas par cas pour les chantiers importants, tel que l'EPR de Flamanville et Hinkley Point C, la construction de centrales à cycles combiné, de barrages, de turbines à combustion, etc. Ces couvertures font l'objet de suivis spécifiques et sont renégociées en cas d'aléas sur les chantiers ;
- **exploration et production** : Edison disposait d'une police spécifique pour couvrir ses 2,2 milliards d'euros d'actifs, tant en dommages aux biens qu'en responsabilité civile, pour des actifs *onshore* et *offshore*. Une utilisation optimisée de l'appartenance d'EDF à OIL a permis à Edison, à partir du 1er janvier 2013, de construire un nouveau programme spécifique « Exploration & production » ouvert à l'ensemble des filiales du Groupe. Ce programme a été utilisé par EDF Production UK, dont l'activité a été depuis reprise par Edison ;
- **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 5 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.

Le montant total des primes des assurances d'EDF et des programmes Groupe gérés par EDF Assurances, tous types de couvertures confondus, s'élève à 197 millions d'euros en 2016.

8 OPÉRATIONS AVEC LES PARTIES LIÉES

La nature des opérations avec les parties liées se trouve détaillée dans la note 48 « Parties liées » de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2016.

9 PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION

La liste des sociétés consolidées au 31 décembre 2016 figure en note 51 « Périmètre de consolidation » de l'annexe aux états financiers consolidés.

10 PRINCIPAUX RISQUES ET INCERTITUDES

Le groupe EDF présente les principaux facteurs de risque auxquels il s'estime confronté dans la section 2 du document de référence 2016.

L'organisation du Groupe, en matière de gestion et de contrôle de ses risques, est décrite dans la section 2 du document de référence 2016.

Cette présentation des principaux risques décrit les risques et incertitudes majeurs auxquels le Groupe est soumis. Le Groupe reste soumis aux risques habituels et propres à son activité.

11 PERSPECTIVES FINANCIÈRES

Objectifs 2017

L'année 2017 sera marquée par les effets de la baisse des prix de marché en France et au Royaume-Uni par rapport à 2016 et des volumes ARENH souscrits fin 2016. Par ailleurs, la production nucléaire en France sera influencée par les arrêts en cours des réacteurs Bugey 5, Fessenheim 2, Gravelines 5 et Paluel 2, par un volume d'arrêts programmés intégrant la poursuite des travaux du programme industriel « Grand carénage ».

Dans ce contexte, le Groupe s'est fixé les objectifs suivants pour 2017 :

- **Production nucléaire** : 390 - 400 TWh ;
- **EBE** [1] : 13,7 - 14,3 milliards d'euros ;
- **Ratio d'endettement financier net/EBE** [2]: ≤ à 2,5x ;
- **Taux de distribution du résultat net courant** [3]: 55 % à 65 %.

Objectifs 2018

En 2018, EDF va bénéficier des économies supplémentaires liées au plan de performance, de la normalisation progressive du niveau de production nucléaire en France, et du développement des activités de services du Groupe. L'évolution des conditions de marché en France et au Royaume-Uni devrait avoir un effet favorable.

Le Groupe s'est ainsi fixé les objectifs suivants pour 2018 :

- **Opex** [4] - 0,7 milliard d'euros par rapport à 2015 ;
- **EBE** [5] **:** ≥ à 15,2 milliards d'euros ;
- **Investissement net hors Linky, nouveaux développements et cessions d'actifs** : environ 10,5 milliards d'euros ;
- **Cash flow** [5 6] : ≥ à 0 ;
- **Endettement financier net/EBE** [5 6] : ≤ à 2,5x ;
- **Taux de distribution du résultat net courant** [3] : 50 %.

Au-delà de 2018

- **Réduction des charges opérationnelles** [4] : ≥ à 1 milliard d'euros en 2019 par rapport à 2015 ;
- **Cessions d'actifs sur 2015-2020** : au moins 10 milliards d'euros ;
- **Taux de distribution du résultat net courant** [3] : 45 % à 50 %.

1. À taux de change 2016.
2. A taux de change 2016 et hypothèse de taux d'actualisation des engagements nucléaires à 4,1 % pour 2017.
3. Ajusté de la rémunération des emprunts hybrides comptabilisée en fonds propres.
4. À périmètre, taux de change et hypothèse de taux d'actualisation retraites constants. Hors variation des charges opérationnelles des activités de services.
5. À taux de change 2016 et hypothèse de prix d'électricité en France 2018 sur les volumes non-couverts au 31/12/2016 : ≥ 36 €/MWh.
6. À taux de change 2016. Cash flow hors Linky, nouveaux développements et cessions d'actifs, avec hypothèse de taux d'actualisation des engagements nucléaires à 4,1 % pour 2017 et 3,9 % pour 2018, hors acompte sur dividende au titre de l'année fiscale 2018 qui sera décidé au second semestre 2018.