



Société anonyme
au capital de 1 463 719 402 euros
Siège social : 22-30, avenue de Wagram
75382 Paris cedex 08
552 081 317 RCS Paris

Groupe EDF

RAPPORT D'ACTIVITÉ 2017

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 2017	11
3.1	Événements majeurs	11
3.2	Participations, partenariats et projets d'investissement	11
3.3	Environnement réglementaire	12
3.4	Autres événements marquants	12
4	ÉVÉNEMENT POSTÉRIEUR À LA CLÔTURE	12
5	ANALYSE DE L'ACTIVITÉ ET DU COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ POUR 2016 ET 2017	13
5.1	Chiffre d'affaires	13
5.2	Excédent brut d'exploitation (EBE)	16
5.3	Résultat d'exploitation	19
5.4	Résultat financier	20
5.5	Impôts sur les résultats	20
5.6	Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	20
5.7	Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	20
5.8	Résultat net part du Groupe	20
5.9	Résultat net courant	20
6	ENDETTEMENT FINANCIER NET, FLUX DE TRÉSORERIE ET INVESTISSEMENTS	21
6.1	Cash flow opérationnel	21
6.2	Variation du besoin en fonds de roulement	22
6.3	Investissements nets	22
6.4	Actifs dédiés	23
6.5	Cash flow avant dividendes	23
6.6	Dividendes versés en numéraire	23
6.7	Cash flow Groupe	23
6.8	Effet de la variation de change	23
6.9	Autres variations monétaires	23
6.10	Ratios financiers	23
7	GESTION ET CONTRÔLE DES RISQUES MARCHÉS	24
7.1	Gestion et contrôle des risques financiers	24
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	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 2017 sont préparés conformément aux normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 31 décembre 2017. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (*International Accounting Standards*), IFRS (*International Financial Reporting Standards*) et les interprétations (SIC et IFRIC).

Le référentiel comptable du Groupe est présenté en note 1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017.

Les informations financières présentées dans ce document sont élaborées à partir des comptes consolidés au 31 décembre 2017 du groupe EDF.

Les chiffres clés du Groupe pour l'exercice 2017 sont présentés ci-après.

EXTRAIT DU COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ

(en millions d'euros)	2017	2016	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	69 632	71 203	(1 571)	- 2,2	- 1,0
Excédent brut d'exploitation (EBE)	13 742	16 414	(2 672)	- 16,3	- 14,8
Résultat d'exploitation	5 637	7 514	(1 877)	- 25,0	- 23,2
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	3 401	4 181	(780)	- 18,7	- 15,5
Résultat net part du Groupe	3 173	2 851	322	+ 11,3	+ 13,7
Résultat net courant ¹	2 820	4 085	(1 265)	- 31,0	- 29,3

PASSAGE DU RÉSULTAT NET PART DU GROUPE AU RÉSULTAT NET COURANT

(en millions d'euros)	2017	2016
Résultat net part du Groupe	3 173	2 851
Plus-value de cession de 49,9 % de la participation du Groupe dans CTE ⁽¹⁾	(1 289)	-
Autres, y compris variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de <i>trading</i>	(94)	233
Pertes de valeur	1 030	1 001
RÉSULTAT NET COURANT ¹	2 820	4 085
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	(565)	(582)
RÉSULTAT NET COURANT AJUSTÉ DE LA RÉMUNÉRATION DES ÉMISSIONS HYBRIDES	2 255	3 503

(1) Holding détenant 100 % des titres RTE (filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du Code de l'énergie).

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 »).

EXTRAIT DU BILAN CONSOLIDÉ

(en millions d'euros)	31/12/2017	31/12/2016
Actif immobilisé	156 899	147 626
Stocks et clients	37 549	37 397
Autres actifs	63 649	66 238
Trésorerie, autres actifs liquides, prêt aux sociétés en contrôle conjoint	22 655	25 159
Actifs détenus en vue de leur vente	-	5 220 ⁽¹⁾
TOTAL DE L'ACTIF	280 752	281 640
Capitaux propres - part du Groupe	41 357	34 438
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	7 341	6 924
Passifs spécifiques des concessions	46 323	45 692
Provisions	76 857	74 966
Emprunts et dettes financières	55 670	61 230
Autres passifs	53 204	56 281
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	-	2 109 ⁽²⁾
TOTAL DU PASSIF	280 752	281 640

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

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

CASH FLOW GROUPE

(en millions d'euros)	2017	2016	Variation en valeur	Variation en %
Cash flow Groupe ⁽¹⁾	(209)	(1 565)	1 356	+ 86,6

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

INFORMATIONS RELATIVES À L'ENDETTEMENT FINANCIER NET

(en millions d'euros)	31/12/2017	31/12/2016	Variation en valeur	Variation en %
Emprunts et dettes financières	56 846	65 195	(8 349)	- 12,8
Dérivés de couvertures des dettes	(1 176)	(3 965)	2 789	- 70,3
Dettes financières reclassées dans les passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente ⁽¹⁾	-	1 458	(1 458)	- 100,0
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(3 692)	(2 893)	(799)	+ 27,6
Actifs financiers disponibles à la vente - Actifs liquides	(18 963)	(22 266)	3 303	- 14,8
Actifs financiers reclassés dans les actifs détenus en vue de leur vente ⁽¹⁾	-	(104)	104	- 100,0
ENDETTEMENT FINANCIER NET ⁽²⁾	33 015	37 425	(4 410)	- 11,8

(1) L'endettement financier net des actifs destinés à être cédés en 2016 concernait principalement CTE (holding détenant 100 % des titres RTE ¹) et des sociétés en Pologne.

(2) L'endettement financier net n'est pas défini par les normes comptables et n'apparaît pas en lecture directe dans le bilan consolidé du Groupe. Il correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides. Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

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 2017, les prix *spot* de l'électricité en Europe ont été globalement supérieurs à ceux de l'année 2016. La hausse des prix s'explique, notamment, par celles du charbon et du CO₂. L'année 2017 a été aussi marquée par une hydraulité en forte baisse et par un mois de janvier caractérisé par une vague de froid sévère avec des températures de 5 à 6 °C inférieures aux normales dans la plupart des pays européens.

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

	France	Royaume-Uni	Italie	Allemagne	Belgique
Moyenne 2017 en base (€/MWh)	45,0	51,7	53,9	34,2	44,6
Variation 2017/2016 des moyennes en base	22,4 %	5,3 %	26,1 %	18,0 %	21,8 %
Moyenne 2017 en pointe (€/MWh)	53,7	56,7	61,4	42,7	54,8
Variation 2017/2016 des moyennes en pointe	17,4 %	- 1,3 %	27,9 %	21,2 %	17,2 %

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

En **France**, la hausse des prix *spot* de l'électricité s'explique par une augmentation des prix des commodités par rapport à l'année 2016. Un mois de janvier très froid, une disponibilité nucléaire dégradée et une sécheresse qui affecte la production hydraulique ont également contribué à la hausse des prix *spot*. La demande en électricité sur l'année s'est établie en moyenne à 54,6 GW (478,7 TWh), relativement stable par rapport à 2016. La consommation sur le premier trimestre est très contrastée entre les mois, compte tenu de températures très froides en janvier et d'un mois de mars qui fut l'un des plus chauds depuis 1957, avec des températures en moyenne de 2 °C au-dessus des normales.

La production nucléaire s'est établie en moyenne à 43,3 GW (379,1 TWh), en recul de 1 % par rapport à 2016, année déjà marquée par une production dégradée, notamment sur le dernier trimestre. Le premier trimestre a été marqué des arrêts pour contrôles supplémentaires liés à la problématique ségrégation carbone, et le dernier trimestre par l'arrêt sur demande de l'ASN des quatre unités du Tricastin.

Les productions moyennes éolienne et solaire sont en hausse (+ 0,4 GW et + 0,1 GW respectivement).

La production thermique à flamme en France augmente de près de 8 TWh en raison de la vague de froid du mois de janvier mais aussi de la faible hydraulité. La production annuelle s'élève à 53,4 TWh, dont 16,1 TWh pour les moyens de production EDF. Les moyens gaz ont produit 41 TWh, le charbon près de 10 TWh et le fioul environ 2 TWh. Les prix des commodités *spot* gaz et charbon ont connu une hausse par rapport à l'année précédente de respectivement plus de 20 % et 40 %, faisant fortement augmenter les coûts de production, et donc les prix *spot*.

Au **Royaume-Uni**, les prix *spot* de l'électricité ont augmenté de 5,3 % par rapport à 2016 pour atteindre en moyenne 51,7 €/MWh. La hausse a été essentiellement marquée sur le premier trimestre liée à la vague de froid de janvier.

En **Italie**, les prix *spot* moyens ont augmenté de 26,1 % par rapport à 2016 pour atteindre 53,9 €/MWh.

En **Allemagne**, les prix *spot* se sont établis en moyenne à 34,2 €/MWh en base et 42,7 €/MWh en pointe, enregistrant respectivement une hausse de 5,2 €/MWh et 7,5 €/MWh par rapport à l'année précédente. Le pays a connu 146 heures de prix négatifs contre 97 en 2016. Pour rappel, les prix négatifs interviennent généralement lorsque la production fatale est importante, la consommation relativement faible et les débouchés à l'export saturés. Les moyens peu manœuvrants ne pouvant pas moduler leur production, certains acteurs préfèrent payer afin d'éviter d'arrêter leur moyen de production. Le *spread* France-Allemagne s'élève en moyenne à 10,8 €/MWh, en hausse de 3,0 €/MWh par rapport à 2016. L'augmentation du *spread* s'explique essentiellement par les prix élevés du mois de janvier et du dernier trimestre, en raison, notamment, de la vague de froid de janvier et de la baisse de la production nucléaire en fin d'année.

En **Belgique**, les prix *spot* ont augmenté de 8 €/MWh par rapport à 2016, s'établissant en moyenne à 44,6 €/MWh. Les prix *spot* belges ont été tirés par les prix du premier trimestre et du deuxième trimestre, en hausse respectivement de 23,3 €/MWh (+ 81,8 %) et 8,6 €/MWh (+ 31,7 %) par rapport à 2016, alors que les prix aux troisième et quatrième trimestres ont été globalement stables (+ 1,6 €/MWh et - 1,3 €/MWh).

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.

2.1.2 Prix à terme de l'électricité en Europe ¹

	France	Royaume-Uni	Italie	Allemagne	Belgique
Moyenne 2017 du prix du contrat annuel 2018 à terme en base (€/MWh)	38,2	49,8	46,6	32,4	37,2
Variation 2017/2016 des moyennes des prix des contrats annuels à terme en base	14,6 %	3,9 %	13,2 %	21,7 %	11,6 %
Prix à terme du contrat annuel 2018 en base au 27 décembre 2017 (€/MWh)	43,9	52,9	54,2	37,7	44,3
Moyenne 2017 du prix du contrat annuel 2018 à terme en pointe (€/MWh)	50,0	55,6	52,8	40,5	47,9
Variation 2017/2016 des moyennes des prix des contrats annuels à terme en pointe	11,8 %	1,1 %	12,1 %	20,7 %	10,1 %
Prix à terme du contrat annuel 2018 en pointe au 27 décembre 2017 (€/MWh)	55,3	57,8	61,4	46,9	55,3

En Europe, les contrats annuels à terme de l'électricité sont en hausse en moyenne par rapport à l'année 2016, en base comme en pointe. Cette hausse est due principalement à celle des prix du charbon et du CO₂. Après avoir fléchi au premier semestre, les cours sont repartis à la hausse à partir du second semestre avec des mouvements particulièrement importants en automne.

En **France**, le contrat annuel N+1 en base s'est établi en moyenne à 38,2 €/MWh, enregistrant une hausse de 14,6 % par rapport à la moyenne constatée en 2016, en raison principalement de la hausse des prix des commodités. Les prix se sont maintenus globalement à des niveaux supérieurs à ceux de 2016, hormis en novembre, compte tenu de la brutale hausse des prix en novembre 2016. Les prix du contrat annuel 2018 ont été relativement constants jusqu'à mi-août, puis ont fortement augmenté du fait des annonces de l'ASN relatives au parc nucléaire français et de la hausse des prix des commodités, principalement le charbon et le CO₂. À l'approche du guichet ARENH de novembre, les prix se sont maintenus autour de 42 €/MWh. Les prix du contrat annuel pour livraison en 2018 ont clôturé l'année 2017 à 43,9 €/MWh en base, en hausse de 6,4 €/MWh par rapport au début d'année.

Afin de garantir la sécurité d'approvisionnement en électricité, un mécanisme de capacité a été mis en place à partir du 1^{er} janvier 2017. Ce dispositif rémunère les producteurs et détenteurs de capacités d'effacements pour leur disponibilité lors des périodes particulièrement tendues. De leur côté, les fournisseurs doivent acquérir des capacités pour couvrir les besoins de leurs clients à la pointe. Après l'enchère de fin 2016 pour livraison en 2017, qui avait permis d'établir un prix de référence à 10 €/kW, une deuxième enchère a eu lieu en avril pour l'année de livraison 2017. Elle s'est conclue par un prix de 10,42 €/kW. Les premières sessions EPEX d'échanges de capacités pour 2018 ont eu lieu les 9 novembre et 14 décembre 2017. Le prix de référence de la capacité 2018 s'est établi à 9,34 €/kW. Enfin, les premiers certificats de capacité pour 2019 se sont échangés sur l'enchère de décembre à un prix de 13 €/kW.

Au **Royaume-Uni**, le contrat annuel *April Ahead* en base libellé en euros, courant du 1^{er} avril N+1 au 31 mars N+2, a augmenté de 3,9 % en moyenne par rapport à l'année précédente. Les prix ont suivi les variations des prix du gaz naturel, les moyens gaz contribuant fortement à former le prix de l'électricité dans ce pays. Cette hausse a été accentuée par la dépréciation de près de 4 % de la livre sterling face à l'euro, dans le contexte du Brexit, qui impacte pour près de 2 €/MWh le contrat annuel anglais. À noter : l'opérateur Centrica a annoncé fin juin la fermeture définitive du site de stockage de Rough, le plus grand du Royaume-Uni, faisant suite à de multiples problèmes techniques alors même qu'il était déclaré indisponible aux injections depuis avril 2017 pour une période d'un an. Le contrat annuel a clôturé l'année à 52,9 €/MWh, en baisse de 1,2 €/MWh par rapport à l'année précédente du fait d'un approvisionnement tendu fin 2016 qui avait fait monter ponctuellement les prix.

En **Allemagne**, le contrat annuel en base a augmenté en moyenne de 21,7 % par rapport à 2016, et a évolué de 30,1 €/MWh en début d'année à 37,7 €/MWh en fin d'année. Sur l'ensemble de l'année, les prix allemands ont suivi globalement la même évolution que les prix français en étant plus impactés par la hausse des prix des commodités, notamment la hausse importante du prix du charbon sur l'année, très présent dans le mix énergétique Outre-Rhin, et celle du CO₂. L'évolution du « calendrier » allemand a été décorrélée de celle du « calendrier » français durant les tensions sur le parc nucléaire français, le *spread* France-Allemagne s'étant ensuite resserré. La capacité du parc renouvelable allemand, éolien et photovoltaïque, a encore augmenté pour s'établir à près de 98 GW.

En **Italie**, le contrat annuel en base a augmenté de 13,2 % en moyenne, pour s'établir à un prix moyen de 46,6 €/MWh en 2017, et a clôturé l'année à 54,3 €/MWh en hausse de 10,2 €/MWh par rapport au début de l'année. Cette hausse s'explique par la hausse des prix du gaz, dont dépend beaucoup la formation du prix de l'électricité en Italie.

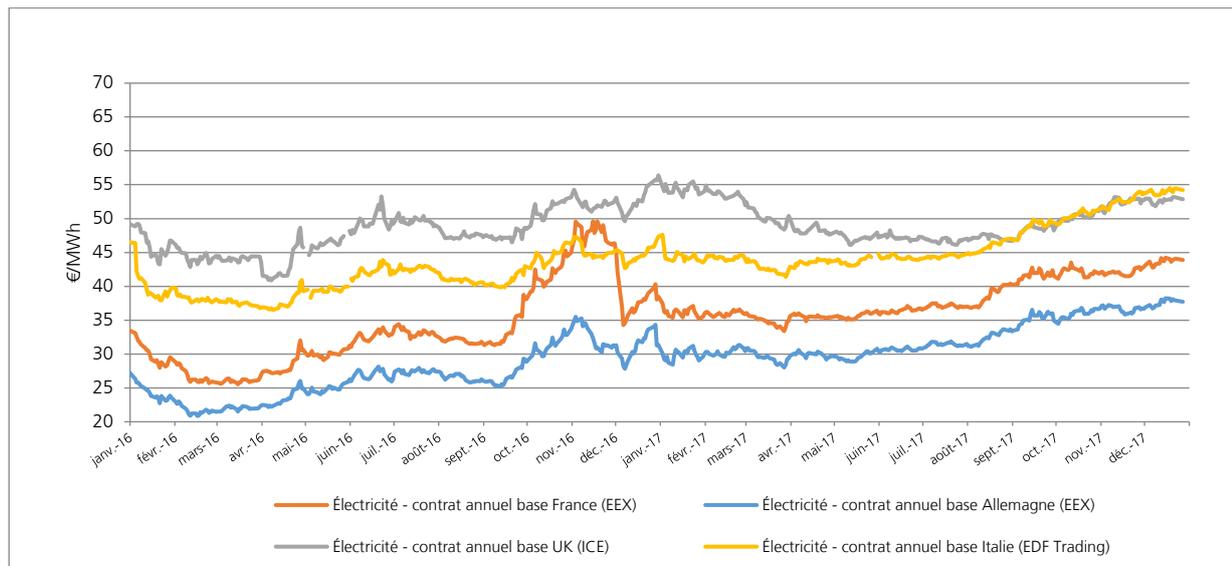
En **Belgique**, le contrat annuel en base s'est établi en moyenne à un niveau supérieur de 11,6 % à celui de l'an dernier dans le sillage du prix des commodités, pour s'établir à un prix moyen de 37,2 €/MWh, et ce malgré le retour des tranches nucléaires belges de Doel 1, Doel 3 et Tihange 1 qui avaient été arrêtées durant le 1^{er} semestre 2016.

¹ **France et Allemagne** : cotation EEX de l'année suivante ;

Belgique et Italie : cotation moyenne EDF Trading de l'année suivante ;

Royaume-Uni : cotation moyenne ICE des contrats annuels avril 2016 puis avril 2017 (au Royaume-Uni, la livraison du contrat annuel a lieu du 1^{er} avril au 31 mars).

ÉVOLUTION DES PRINCIPAUX CONTRATS À TERME EUROPÉENS D'ÉLECTRICITÉ EN BASE (N+1)



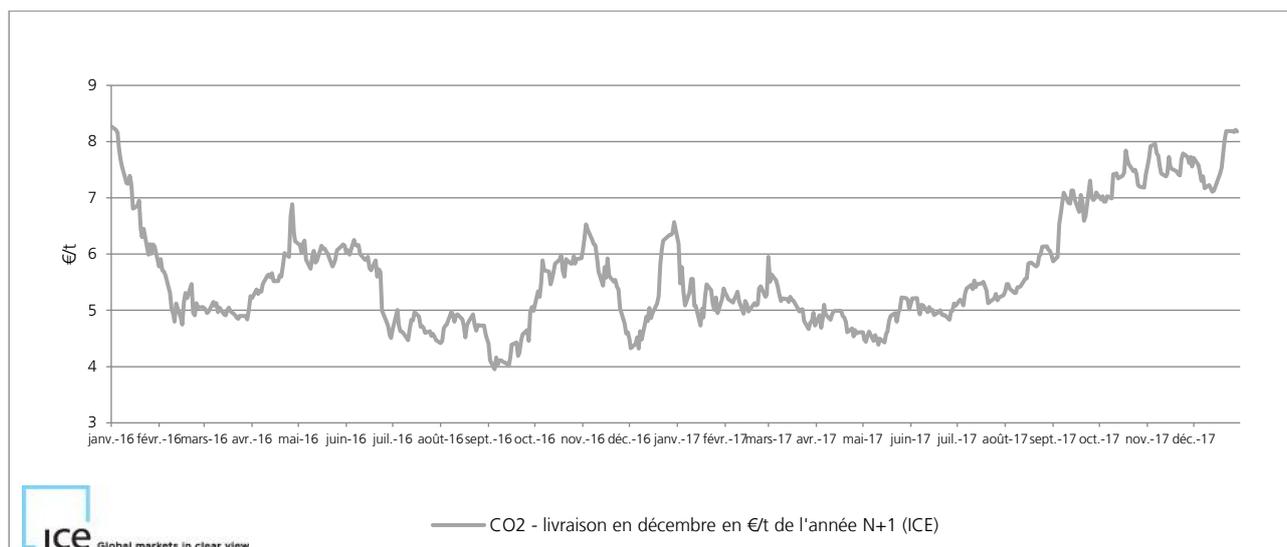
2.1.3 Évolution du prix des droits d'émission de CO₂¹

Le prix du quota d'émissions pour livraison en décembre 2018 a clôturé l'année 2017 à 8,2 €/t, en hausse de 1,6 €/t par rapport à la fin de l'année 2016. Après une chute les premiers jours de janvier en réaction à la forte hausse de fin décembre 2016, suivie d'une lente baisse entretenue par la faible demande jusqu'à mi-mai, le prix du quota d'émissions est reparti à la hausse avec l'annonce d'une réduction des émissions de CO₂ en 2016 plus faible qu'attendue (- 2,6 % par rapport à 2015) et des signaux politiques en faveur d'un prix du carbone élevé. À partir du mois d'août, la hausse du prix tient d'abord à l'annonce d'une volonté de coopération franco-allemande pour une réforme visant à rééquilibrer le marché des quotas d'émission ; elle s'explique aussi par l'accord protégeant le marché d'une arrivée massive de quotas britanniques en cas de Brexit et par les annonces de l'ASN faisant craindre l'indisponibilité d'une partie du nucléaire français, et donc le recours plus important au thermique à flamme. Fin décembre, l'arrêt des émissions de quotas sur le marché primaire a limité l'offre et a tiré les prix vers le haut.

Après deux ans de discussions, le conseil de l'Union européenne et le Parlement européen se sont accordés, le 9 novembre 2017, sur la réforme EU-ETS pour la période 2021-2030. Le projet de réforme doit encore être formellement approuvé par ces institutions d'ici le second trimestre 2018. Ce texte comprend notamment :

- une mesure visant à réduire le plafond d'émissions au cours de la période ;
- le doublement du taux d'absorption de la réserve de stabilité (MSR) entre 2019 et 2023, porté à 24 % du surplus.

ÉVOLUTION DU PRIX DES DROITS D'ÉMISSION DE CO₂



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 2017	73,7	54,8	17,1
Variation 2017/2016 des moyennes	37,2 %	21,3 %	10,7 %
Plus haut de 2017	90,3	67,0	18,9
Plus bas de 2017	60,8	44,8	15,7
Prix fin 2016	70,3	56,8	18,9
Prix fin 2017	90,3	66,9	18,2

Le prix du **pétrole** s'est établi en moyenne à 54,8 US\$/bbl, en hausse de 21,3 % (+ 9,6 US\$/bbl) et a clôturé l'année 2017 à 66,9 US\$/bbl, en hausse de 10,1 US\$/bbl (+ 17,7 %) par rapport à 2016. Lors des deux premiers mois de l'année, les prix ont évolué autour de 55,5 US\$/bbl. Les premiers efforts de limitation de la production des pays signataires de l'accord de Vienne (membres de l'OPEP, Russie...) ont été contrés par l'augmentation de la production et du nombre de puits de forage en activité aux États-Unis. Le niveau élevé des stocks américains a également pesé à la baisse sur les prix. Dans un second temps, l'augmentation de la production aux États-Unis liée à une baisse des coûts d'extraction du pétrole de schiste, est devenue prépondérante. Une baisse des prix a alors été observée. Enfin, à partir de fin juin, le cours du Brent est passé de 44,8 US\$/bbl, soit le minimum sur l'année, à 66,9 US\$/bbl, atteignant ainsi son niveau le plus élevé depuis mai 2015. Ce rebond s'explique principalement par les déclarations – en particulier saoudiennes – en faveur de l'élargissement et du prolongement jusqu'à fin 2018 de l'accord de Vienne. D'autres facteurs (tensions politiques en Arabie Saoudite, opérations militaires au Kurdistan irakien, ouragan Harvey, augmentation des prévisions de demande de l'AIE pour 2017) ont également joué un rôle dans les évolutions à la hausse des prix du Brent.

Le prix du **charbon** pour livraison N+1 en Europe s'est établi en moyenne en 2017 à 73,7 US\$/t en hausse de 37,2 % par rapport au prix moyen du charbon pour livraison N+1 en 2016, et a terminé l'année à 90,3 US\$/t, contre 70,3 US\$/t à la clôture de l'année 2016 (+ 28,4 %). Après les cinq premiers mois de l'année 2017, durant lesquels le prix a évolué entre 60 US\$/t et 70 US\$/t, le cours a connu une tendance haussière. Les prix du charbon pour livraison N+1 ont évolué de 66,6 US\$/t fin mai 2017 à 90,3 US\$/t en fin d'année, atteignant sa plus haute valeur depuis mai 2013. Différents facteurs expliquent cette hausse : la production australienne a baissé, à cause de grèves dans certaines mines. Les productions indonésienne et colombienne ont également chuté en raison des intempéries. Et du côté de la demande, les fortes températures estivales en Chine, où la part du charbon dans le mix électrique est majoritaire, ont fait augmenter les besoins en électricité et par conséquent en charbon dans le pays. En fin d'année, après une légère baisse en novembre, les prix sont repartis à la hausse, tirés par une crise de la demande liée à la constitution de stocks en Chine.

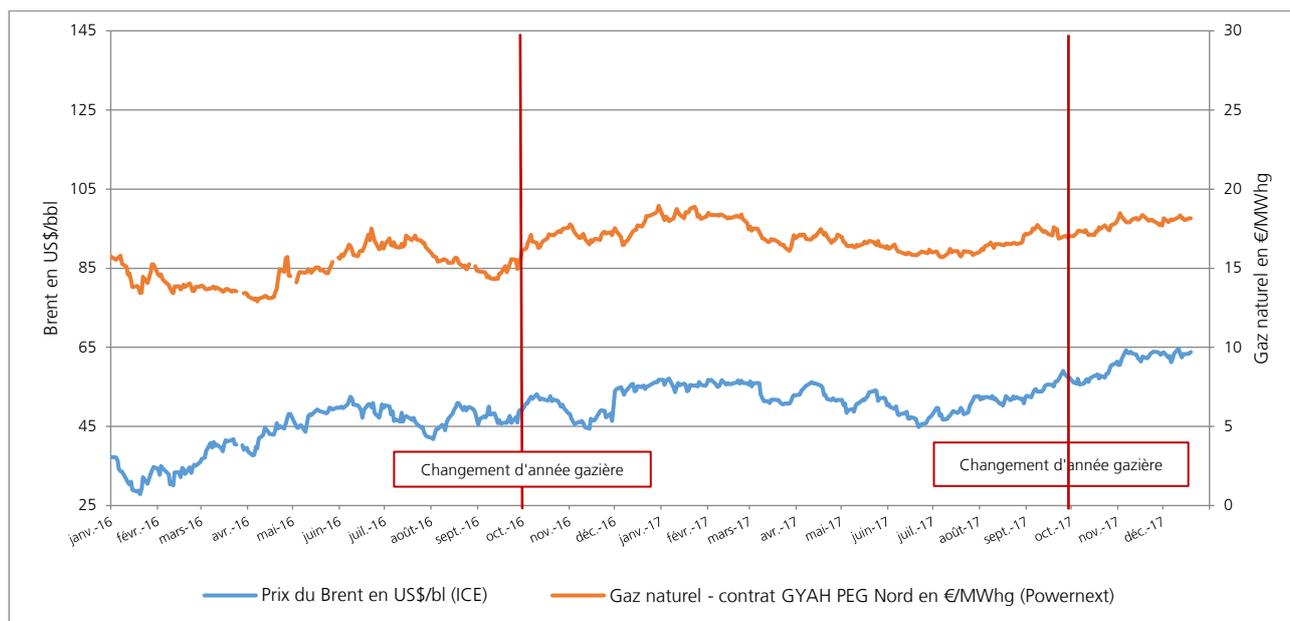
En 2017, le contrat annuel **gazier** sur le hub français PEG Nord s'est échangé en moyenne à 17,1 €/MWh, en hausse de 10,7 % (+ 1,7 €/MWh) et a terminé l'année en baisse de 0,8 €/MWh par rapport au prix de clôture 2016. La hausse moyenne des prix s'explique principalement par la reprise des cours du pétrole (+ 21,3 % en moyenne), les contrats long terme étant indexés pour partie sur les prix du pétrole. L'amplitude de variation des prix a été plus faible qu'en 2016, en évoluant dans une bande de 3,2 €/MWh contre 6,0 €/MWh en 2016. Les prix ont d'abord connu un mouvement baissier jusqu'au mois de juillet, dans le sillage des prix du pétrole et du fait d'un bon approvisionnement en GNL. Le minimum de l'année (15,7 €/MWh) a été atteint au mois de juillet. À partir du milieu de l'été, les prix sont remontés. Sur le mois d'août, les prix ont été tirés par de nouvelles indisponibilités sur différentes installations en Norvège.

Le mois de septembre a connu la plus forte augmentation mensuelle, les prix grimant de 1 €/MWh pour s'établir à 17,5 €/MWh en fin de mois. Le prix a fortement augmenté les deux premières semaines du mois dans le sillage du prix du Brent, via l'indexation des contrats long terme aux prix des produits pétroliers. La hausse des prix du charbon et du CO₂ a aussi eu une influence, ces derniers entamant la compétitivité prévisionnelle des moyens de production au charbon et donnant ainsi des perspectives d'utilisation plus importantes pour les moyens au gaz, renforçant ainsi la demande à terme de cette commodité. Les différentes annonces de l'ASN durant l'été concernant les tranches nucléaires ont également fait pression sur la demande à terme en gaz et ont contribué à tirer les prix à la hausse. En octobre et novembre, les prix du gaz à terme ont essentiellement été tirés par l'évolution à la hausse du cours du Brent. Enfin, ils sont restés globalement stables sur décembre, malgré les tensions observées sur le court terme avec les divers incidents survenus la journée du 12 décembre, dont l'explosion du terminal méthanier en Autriche.

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).



2.2 Consommation d'électricité¹ et de gaz²

En 2017, la consommation d'électricité en **France** a atteint 480,9 TWh, un niveau légèrement inférieur (- 0,5 %) à 2016 (année bissextile). On note, en particulier, la consommation de janvier qui a fortement augmenté (+ 14,4 %) comparée à 2016 du fait des températures nettement plus froides que l'année précédente. Mars au contraire a été plus chaud et a enregistré une baisse de consommation de - 9,6 %. Corrigée de l'effet climat et du nombre de jours de février, la consommation d'électricité en France est stable par rapport à 2016.

Au **Royaume-Uni**, la consommation estimée d'électricité est en baisse de 1,9 % par rapport à 2016 dans l'ensemble des secteurs, notamment chez les clients particuliers. En **Italie**, la consommation électrique est en hausse de 1,6 % par rapport à 2016 en raison de températures exceptionnelles en juin et en août.

La consommation de gaz naturel en **France** a augmenté de 0,4 % en 2017 par rapport à 2016, pour s'établir à 493,3 TWh. La demande a connu une croissance de près de 30 % en janvier comparé au mois de janvier 2016, la température moyenne ayant été de 3,8 °C inférieure à celle de janvier 2016. La hausse de la demande en chauffage et la sollicitation accrue des centrales à gaz pour la production d'électricité a entraîné une hausse globale de consommation de 18,5 TWh sur ce mois. Néanmoins, la hausse sur le mois de janvier a été compensée par les fortes baisses de consommation des mois de mars, avril et octobre comparées à celles des mêmes mois de 2016 (- 8,4 TWh, - 3,1 TWh et - 5,0 TWh respectivement), les températures moyennes ayant été supérieures respectivement de 3,1 °C, 0,7 °C et 2,3 °C. La demande de gaz en septembre a augmenté de 2,2 TWh (9,4 %) comparé au mois de septembre 2016, les températures s'étant établies à 3,4 °C en dessous de celles de septembre 2016.

La consommation estimée de gaz naturel au **Royaume-Uni** est en baisse de 2,6 % par rapport à 2016 du fait principalement d'un climat plus doux. En **Italie**, la demande intérieure de gaz naturel a progressé de 6,1 % en raison d'une consommation plus élevée couverte par des importations plus importantes.

2.3 Tarifs de l'électricité et du gaz naturel

En **France**, les tarifs réglementés de vente bleus résidentiels et bleus non résidentiels ont augmenté de 1,7 % au 1^{er} août 2017 (voir note 4.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017).

Au **Royaume-Uni**, EDF Energy a procédé à deux changements tarifaires :

- une baisse de 5,2 % sur les tarifs gaz à partir du 5 janvier 2017 et une hausse de 8,4 % sur les tarifs électricité à partir du 1^{er} mars 2017 ;
- puis une hausse de + 5,5 % sur le gaz et une deuxième hausse de + 9 % sur l'électricité le 21 juin 2017.

Les cinq autres principaux fournisseurs d'énergie ont également augmenté leurs tarifs. Cette hausse s'explique principalement par l'augmentation des prix sur les marchés de gros et des coûts hors énergie.

1. Données **France** : données brutes et données corrigées de l'aléa climatique communiquées par RTE (données du mois de décembre 2017 estimées car non disponibles à ce jour) ;

Données **Royaume-Uni** : données fournies par le Department of Energy and Climate Change pour les trois premiers trimestres, estimation de la filiale locale pour le dernier trimestre ;

Données **Italie** : données brutes et données communiquées par Terna, réseau électrique national italien, retraitées par Edison.

2. Données **France** : données brutes communiquées par Smart GRGaz ;

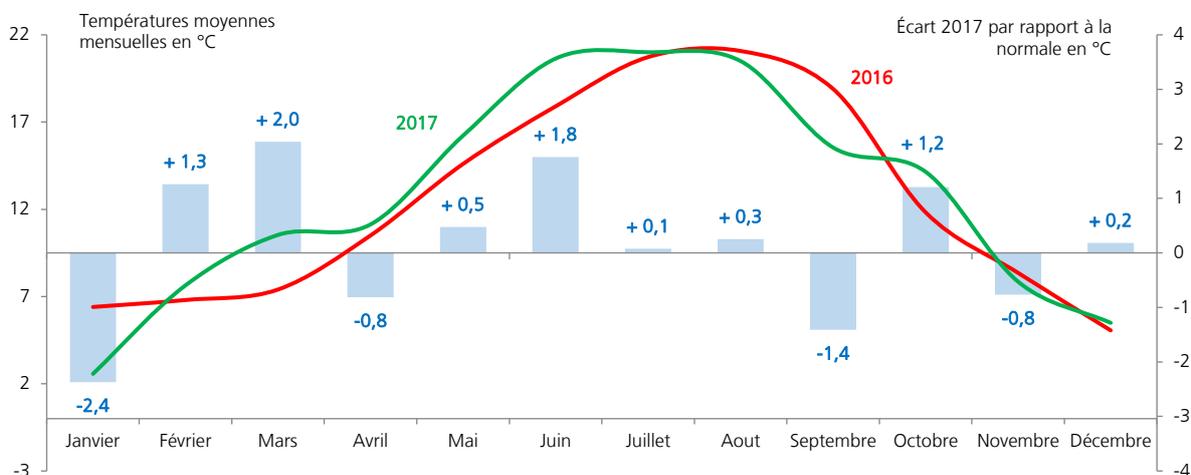
Données **Royaume-Uni** : données fournies par le Department of Energy and Climate Change pour les trois premiers trimestres, estimation de la filiale locale pour le dernier trimestre ;

Données **Italie** : ministère du Développement économique (MSE), données Snam Rete Gas retraitées par Edison sur la base 1 Bcm = 10,76 TWh.

2.4 Conditions climatiques : températures et pluviométrie

L'année 2017 a été plus chaude qu'en 2016 avec une température moyenne annuelle en France de + 0,2° C au-dessus de la normale. Janvier et septembre 2017 ont affiché des températures bien en dessous de la normale (respectivement - 2,4 °C et - 1,4 °C). En revanche, la chaleur a dominé durant les mois de mars et juin 2017.

TEMPÉRATURES ⁽¹⁾⁽²⁾ EN FRANCE EN 2017 ET 2016

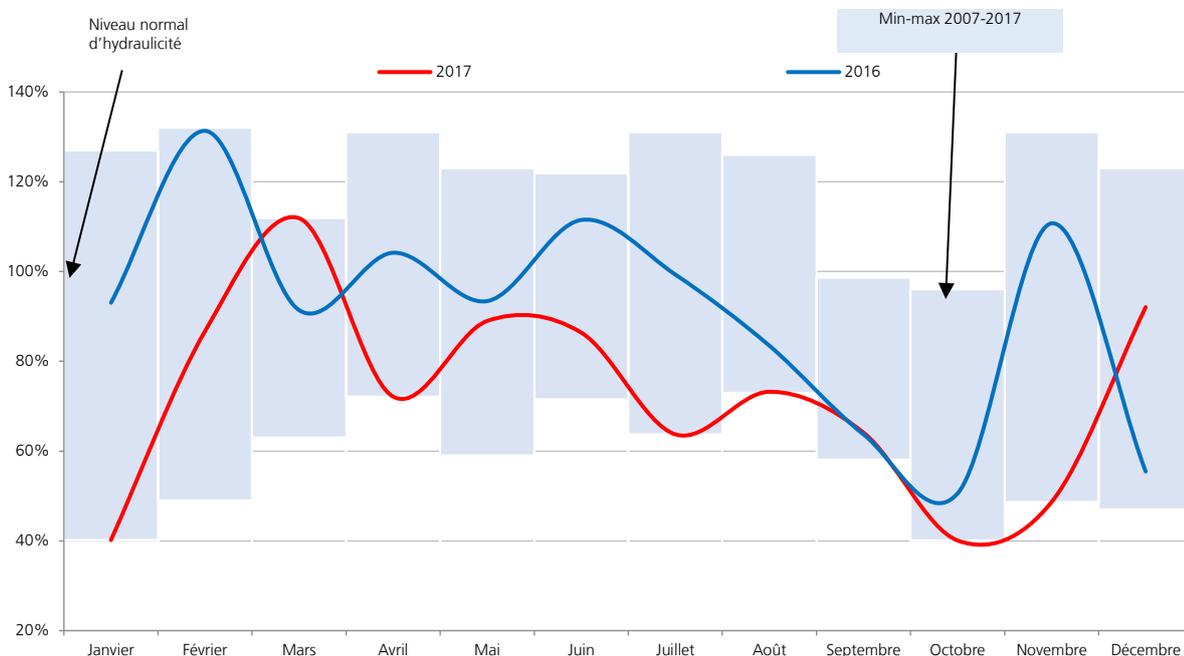


(1) Moyenne des températures relevées dans 32 villes, pondérée par leur consommation électrique.

(2) Source Miréor (données Météo France).

L'année 2017 a été marquée par une pluviométrie déficitaire sur un grand tiers sud-ouest de l'Europe (Espagne, France, Italie notamment) alors que la Scandinavie et l'Europe du Nord ont eu plus de précipitations. Les températures de l'air ont été supérieures aux normales sur l'ensemble de l'Europe, plus particulièrement sur la partie orientale.

HYDRAULICITÉ EN FRANCE EN 2017 ET 2016 ⁽¹⁾



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

En France, les précipitations (ainsi que l'enneigement sur la plupart des massifs) ont été déficitaires, notamment en janvier, avril et surtout à l'automne.

Conséquence de cette météorologie particulière, l'hydraulicité France a été déficitaire sur la quasi-totalité des mois, le déficit se creusant progressivement au deuxième semestre 2017. Le mois de décembre a vu le retour de précipitations abondantes.

L'hydraulicité France de l'année 2017 se situe parmi les plus faibles depuis 2011.

3 ÉVÉNEMENTS MARQUANTS DE L'ANNÉE 2017 ¹

3.1 Événements majeurs

Filière nucléaire

- EDF a achevé la phase des essais à froid de l'EPR de Flamanville (cf. communiqué de presse (CP) du 8 janvier 2018).
- Le 31 décembre 2017, EDF a finalisé l'acquisition d'une participation de 75,5 % au capital de New NP (cf. CP du 2 janvier 2018 et note 3.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017). Le 4 janvier 2018, New NP devient Framatome (cf. CP du 4 janvier 2018 disponible sur le site internet www.framatome.com).
- Mise à l'arrêt provisoire des quatre unités de production de la centrale nucléaire du Tricastin (cf. CP du 28 septembre 2017).
- Précisions sur le projet Hinkley Point C (cf. CP du 3 juillet 2017) : revue des coûts et du calendrier du projet.
- Validation de la cuve de l'EPR de Flamanville 3 : projet d'avis de l'Autorité de Sûreté Nucléaire précisant que la composition de l'acier du fond et du couvercle de la cuve du réacteur n'est pas de nature à remettre en cause sa mise en service sous certaines conditions et, notamment, le remplacement du couvercle de la cuve avant fin 2024 (cf. CP du 29 juin 2017).
- Le Conseil d'administration d'EDF a approuvé la création de la société EDVANCE, jalon essentiel de la refondation de la filière nucléaire française (cf. CP du 17 mai 2017).
- Conseil d'administration du 6 avril 2017 : protocole d'indemnisation relatif à la fermeture de la centrale de Fessenheim (cf. CP du 6 avril 2017 et note 3.7.5 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017).

Plan de cession

- Edison a cédé son siège social de Milan (cf. CP d'Edison du 21 novembre 2017 disponible sur le site www.edison.it).
- EDF a finalisé la cession des actifs d'EDF Polska à PGE (cf. CP du 14 novembre 2017 et note 3.4.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017).
- EDF a cédé environ 200 actifs à usage de bureaux et d'activités à Tikehau Capital (cf. CP du 31 octobre 2017).
- Edison a annoncé la vente de la société ITG (Infrastrutture Trasporto Gas) et de sa participation de 7,3 % dans Adriatic LNG à Snam (cf. CP d'Edison du 13 octobre 2017 disponible sur le site www.edison.it).
- EDF a finalisé avec la Caisse des Dépôts et CNP Assurances la cession de 49,9 % de CTE ² (cf. CP du 31 mars 2017 et note 3.4.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017).
- EDF Trading et JERA : cession des activités de négoce de charbon (cf. note 3.4.4 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017).
- EDF a finalisé avec ENKSZ la cession de 100 % d'EDF Démász Zrt (cf. CP du 1^{er} février 2017 et note 3.4.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017).

Structure financière

- EDF a annoncé le succès de son augmentation de capital avec maintien du droit préférentiel de souscription d'un montant d'environ 4 milliards d'euros (cf. CP du 28 mars 2017 et note 3.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017).
- EDF a levé 111 milliards de yens avec la plus importante émission d'obligations « Samourai » de maturité 10 ans et au-delà (cf. CP du 20 janvier 2017 et section 5.1.6.1.1.2 « Gestion du risque de liquidité »).

Développement durable

- Le groupe EDF a lancé le « Plan Solaire » pour développer 30 GW d'énergie solaire en France d'ici à 2035 (cf. CP du 11 décembre 2017).
- EDF a signé un accord bilatéral innovant de facilité de crédit avec un taux d'intérêt lié à sa notation développement durable (cf. CP du 22 mai 2017).
- EDF a levé 26 milliards de yens à travers deux obligations vertes sur le marché japonais « Obligations Samourai » (cf. CP du 20 janvier 2017 et section 5.1.6.1.1.2 « Gestion du risque de liquidité »).

3.2 Participations, partenariats et projets d'investissement

EDF Énergies Nouvelles ³

- En 2017, EDF Énergies Nouvelles a procédé à différentes mises en service, signé des contrats d'achat d'électricité et réalisé de nouveaux projets.
- Le 20 juillet 2017, EDF Énergies Nouvelles a annoncé le succès de l'Offre Publique d'Achat Simplifiée sur Futuren (cf. note 5.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017).
- Le 5 juillet 2017, EDF Énergies Nouvelles a acquis le spécialiste de l'exploitation-maintenance de parcs éoliens en mer OWS.

1. La liste exhaustive des communiqués de presse du Groupe est disponible sur le site internet : www.edf.fr.

2. Holding détenant 100 % des titres RTE (filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du Code de l'énergie).

3. La liste exhaustive des communiqués de presse d'EDF Énergies Nouvelles est disponible sur le site internet : www.edf-energies-nouvelles.com.

Edison

- Edison a signé un accord avec Gas Natural Fenosa pour l'acquisition de Gas Natural Vendita Italia et l'achat du contrat gazier Shah Deniz II (cf. CP du 13 octobre 2017 et note 44.1.2.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017).

Services énergétiques

- Le 6 juillet 2017, EDF Energy Services a finalisé l'acquisition d'Imtech, entreprise dans le domaine du génie climatique au Royaume-Uni et en Irlande qui fournit des services techniques à ses clients dans les secteurs du bâtiment, de l'industrie, du tertiaire et des collectivités locales.

3.3 Environnement réglementaire

Dans l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017, les évolutions réglementaires sont détaillées dans les notes suivantes :

- note 4.1 « Tarifs réglementés de ventes d'électricité en France » ;
- note 4.2 « Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE) » ;
- note 4.3 « Compensation des charges de Service Public de l'Énergie (CSPE) » ;
- note 4.4 « Mécanisme de capacité » ;
- note 4.5 « Tarifs réglementés de ventes de gaz en France (TRV) » ;
- note 4.6 « Certificats d'économie d'énergie (CEE) : mise en place de la quatrième période (2018-2020) » ;
- note 4.7 « ARENH ».

3.4 Autres événements marquants

- Distribution d'un acompte sur dividende au titre de l'exercice 2017 (cf. CP du 7 novembre 2017 et note 27.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017).
- Nominations au sein de l'équipe de direction d'EDF Energy (cf. CP du 27 juillet 2017).
- Résultat de l'option pour le paiement du solde du dividende en actions au titre de l'exercice 2016 (cf. CP du 28 juin 2017 et note 27.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017).
- Nominations au sein du Comité exécutif du groupe EDF (cf. CP du 12 juin 2017).
- Examen par le Conseil d'administration d'EDF du plan stratégique déclinant la première période de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (cf. CP du 6 avril 2017).

4 ÉVÉNEMENT POSTÉRIEUR À LA CLÔTURE

Confirmation de la décision de la Commission européenne concernant le traitement fiscal des provisions créées entre 1987 et 1996 pour le renouvellement des ouvrages du Réseau d'Alimentation Générale (cf. CP du 16 janvier 2018 et note 50.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017).

5 ANALYSE DE L'ACTIVITÉ ET DU COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ POUR 2016 ET 2017

La présentation et les commentaires du compte de résultat consolidé pour 2016 et 2017 se déclinent en deux niveaux d'analyse pour le chiffre d'affaires et l'EBE : un premier portant sur le Groupe, puis un second sur les différents segments (France - Activités de production et commercialisation, France - Activités régulées, Royaume-Uni, Italie, Autre international et Autres métiers). Le résultat d'exploitation et le résultat net font l'objet d'une analyse globale.

(en millions d'euros)	2017	2016
Chiffre d'affaires	69 632	71 203
Achats de combustible et d'énergie	(37 641)	(36 050)
Autres consommations externes	(8 739)	(8 902)
Charges de personnel	(12 456)	(12 543)
Impôts et taxes	(3 541)	(3 656)
Autres produits et charges opérationnels	6 487	6 362
Excédent brut d'exploitation	13 742	16 414
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de <i>trading</i>	(355)	(262)
Dotations aux amortissements	(8 537)	(7 966)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(58)	(41)
(Pertes de valeur)/reprises	(518)	(639)
Autres produits et charges d'exploitation	1 363	8
Résultat d'exploitation	5 637	7 514
Coût de l'endettement financier brut	(1 778)	(1 827)
Effet de l'actualisation	(2 959)	(3 417)
Autres produits et charges financiers	2 501	1 911
Résultat financier	(2 236)	(3 333)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	3 401	4 181
Impôts sur les résultats	(147)	(1 388)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	35	218
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ	3 289	3 011
Dont résultat net - part du Groupe	3 173	2 851
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	116	160
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION (EN EUROS)		
Résultat par action	0,98	1,15
Résultat dilué par action	0,98	1,15

5.1 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires consolidé est en décroissance de 2,2 % et en recul organique de 1,0 % par rapport à 2016.

5.1.1 Évolution du chiffre d'affaires Groupe

(en millions d'euros)	2017	2016	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %	Croissance organique en % (hors régularisation tarifaire)
Chiffre d'affaires	69 632	71 203	(1 571)	- 2,2	- 1,0	+ 0,4

Le chiffre d'affaires s'élève à 69 632 millions d'euros en 2017, en baisse de 1 571 millions d'euros (- 2,2 %).

Hors effets de change (- 567 millions d'euros), résultant principalement de la dépréciation de la livre sterling face à l'euro, hors effets de périmètre (- 279 millions d'euros) et après retraitement de l'impact de la régularisation des tarifs réglementés de vente pour la période du 1^{er} août 2014 au 31 juillet 2015, intervenue en 2016, le chiffre d'affaires est en hausse organique de + 0,4 %.

5.1.2 Évolution du chiffre d'affaires par segment

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

(en millions d'euros)	2017	2016	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %	Croissance organique en % (hors régularisation tarifaire)
France - Activités de production et commercialisation ⁽¹⁾	35 606	35 191	415	+ 1,2	+ 1,2	+ 4,1
France - Activités régulées ⁽²⁾	15 896	15 728	168	+ 1,1	+ 1,1	+ 1,3
Royaume-Uni	8 688	9 267	(579)	- 6,2	- 0,8	- 0,8
Italie	9 940	11 125	(1 185)	- 10,7	- 10,6	- 10,6
Autre international	4 822	5 286	(464)	- 8,8	+ 0,5	+ 0,5
Autres métiers	7 813	7 734	79	+ 1,0	- 1,0	- 1,0
Éliminations inter-segments	(13 133)	(13 128)	(5)	-	-	-
CHIFFRE D'AFFAIRES DU GROUPE	69 632	71 203	(1 571)	- 2,2	- 1,0	+ 0,4

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

(2) Activités qui regroupent les activités de distribution en métropole, assurées par Enedis¹, l'activité transport, les activités insulaires et celles d'Électricité de Strasbourg. Les activités de réseaux de distribution en métropole sont régulées via les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE). Le chiffre d'affaires d'Enedis comprend la part acheminement des clients des fournisseurs alternatifs en métropole.

5.1.2.1 France - Activités de production et commercialisation

Le chiffre d'affaires du segment **France - Activités de production et commercialisation** s'élève à 35 606 millions d'euros, en hausse organique de 415 millions d'euros (+ 1,2 %) par rapport à 2016. Retraité de l'impact de la régularisation des tarifs réglementés de vente pour la période du 1^{er} août 2014 au 31 juillet 2015, intervenue en 2016, pour un montant de 988 millions d'euros, le chiffre d'affaires est en croissance organique de 1 403 millions d'euros (+ 4,1 %).

L'année 2017 est marquée par des souscriptions ARENH de 82,1 TWh, alors que les souscriptions étaient nulles pour l'année 2016. Cet effet favorable sur le chiffre d'affaires de 3 448 millions d'euros, est, en grande partie, compensé par la baisse des ventes nettes sur les marchés, qui sont en retrait de 2 060 millions d'euros².

Les évolutions tarifaires des tarifs réglementés de vente d'électricité, hors capacité, au 1^{er} août 2016 et 2017 se sont traduites par une baisse du chiffre d'affaires de 194 millions d'euros.

Les impacts liés au climat (- 0,5 TWh) et à l'année bissextile 2016 (- 1,1 TWh) ont un effet négatif de 251 millions d'euros.

Dans un contexte d'intensité concurrentielle, la baisse des volumes livrés du fait des pertes clients s'établit à - 8,6 TWh sur 2017 avec un impact défavorable estimé de 505 millions d'euros sur le chiffre d'affaires. Les effets prix sur les offres de marché et l'évolution de la demande ont un impact négatif de 194 millions d'euros.

La mise en place du mécanisme de capacité au 1^{er} janvier 2017, impactant les tarifs, les achats/ventes sur les marchés de gros et les offres à prix de marché s'est traduite par une hausse du chiffre d'affaires de 758 millions d'euros.

Enfin, la hausse des reventes de volumes d'électricité renouvelable soumis à obligation d'achat s'est traduite par une augmentation du chiffre d'affaires de 262 millions d'euros.

Bilan électrique

La production nucléaire s'établit à 379,1 TWh à fin décembre 2017 en baisse de 4,9 TWh par rapport à 2016.

Sur le premier semestre 2017, l'écart de - 8,0 TWh (- 3,9 %) par rapport au premier semestre 2016 provenait pour l'essentiel, des arrêts sur toute la période de Gravelines 5 et Fessenheim 2 liés aux dossiers de fabrication de l'usine Creusot Forge, et de la fin des contrôles des générateurs de vapeur concernés par la problématique de « ségrégation carbone ». Les arrêts fortuits des réacteurs de Flamanville 1 et Cattenom 1 ont été en grande partie compensés par une plus forte utilisation des réacteurs en fonctionnement.

Sur le second semestre 2017, la production nucléaire est en hausse de + 3,1 TWh par rapport au second semestre 2016, qui avait été marqué par la réalisation de contrôles supplémentaires sur les générateurs de vapeur, entraînant la prolongation ou la programmation complémentaire d'arrêts de plusieurs réacteurs. Toutefois, la mise à l'arrêt provisoire des quatre unités de production de la centrale de Tricastin suite à la décision de l'ASN du 28 septembre 2017, ainsi que des prolongations d'arrêts, ont conduit le Groupe à réviser son objectif de production à 383-387 TWh³, contre 390-400 TWh initialement. Puis le Groupe a annoncé le 13 novembre 2017 que la production serait légèrement inférieure à cette cible.

La douceur en fin d'année a également entraîné une moindre sollicitation des réacteurs en fonctionnement.

La production hydraulique s'élève à 37,1 TWh⁴, en baisse de 5,3 TWh par rapport à fin décembre 2016 du fait de conditions hydrologiques particulièrement défavorables en 2017 (voir section 5.1.2.4 « Conditions climatiques : températures et pluviométrie »).

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

2. Hors achats additionnels d'énergie nécessaires sur les marchés.

3. Cf. communiqué de presse du 27 octobre 2017.

4. La production hydraulique après déduction des volumes pompés représente 30,0 TWh en 2017 (35,8 TWh en 2016).

En complément, les centrales thermiques ont été plus fortement sollicitées. Leur production, en hausse de 4,1 TWh par rapport à 2016, atteint 16,1 TWh.

Les volumes vendus aux clients finals (segment de marché qui comprend les Entreprises Locales de Distribution et qui exclut les opérateurs étrangers) sont en baisse de 10,3 TWh, dont 8,6 TWh liés à l'impact des pertes de clients.

EDF a été vendeur net sur les marchés de gros de 52,5 TWh. La baisse des ventes nettes sur les marchés par rapport à 2016 de - 70 TWh s'explique principalement par les souscriptions ARENH partiellement compensées par la baisse des volumes vendus aux clients finals.

5.1.2.2 France - Activités régulées

Le chiffre d'affaires du segment **France - Activités régulées** s'élève à 15 896 millions d'euros, en hausse organique de 168 millions d'euros (+ 1,1 %) par rapport à 2016. Retraité de l'impact de la régularisation des tarifs réglementés de vente pour la période du 1^{er} août 2014 au 31 juillet 2015, intervenue en 2016, pour un montant de 42 millions d'euros, le chiffre d'affaires est en croissance organique de 210 millions d'euros (+ 1,3 %).

Les ventes ont bénéficié de l'évolution positive de l'indexation du TURPE 5 au 1^{er} août 2017 pour un montant de 238 millions d'euros. En revanche, les effets liés au climat et à une année bissextile 2016, sans équivalent en 2017, ont contribué à une baisse du chiffre d'affaires estimée à 55 millions d'euros.

Hors effets liés au climat et à l'année bissextile 2016, les volumes acheminés en France métropolitaine sont en léger recul de - 0,1 TWh dont - 0,4 TWh (soit - 0,2 %) du fait de la diminution de la demande.

5.1.2.3 Royaume-Uni

La contribution du **Royaume-Uni** au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 8 688 millions d'euros en 2017, en baisse de 579 millions d'euros par rapport à 2016. La dépréciation de la livre sterling vis-à-vis de l'euro, dans le contexte du Brexit, a eu un impact défavorable de 608 millions d'euros par rapport à 2016. Hors effets de change et de périmètre, le chiffre d'affaires est en recul organique de 0,8 % par rapport à 2016.

Cette diminution s'explique principalement par la baisse des prix réalisés du nucléaire et, dans une moindre mesure, par la baisse de la consommation des clients résidentiels. Par ailleurs, le nombre de comptes clients résidentiels est en léger recul par rapport à fin décembre 2016, reflet d'une bonne résistance dans un contexte fortement concurrentiel.

5.1.2.4 Italie

La contribution de **l'Italie** au chiffre d'affaires du Groupe est de 9 940 millions d'euros, en baisse de 1 185 millions d'euros par rapport à 2016 soit - 10,7 % (- 10,6 % en organique).

Dans les activités gazières, le chiffre d'affaires est en décroissance en raison, notamment, de la composante dérivés des couvertures, sans impact significatif sur la marge. Par ailleurs, les activités d'exploration-production ont bénéficié de la hausse des prix du Brent. Les volumes destinés aux ventes de gaz sur les marchés de gros ont diminué, consécutivement à une hausse de la consommation des clients industriels et des centrales thermiques.

Dans les activités électricité, le chiffre d'affaires est également pénalisé par la baisse des volumes vendus, partiellement compensée par un effet prix favorable.

5.1.2.5 Autre international

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

Le chiffre d'affaires de ce segment s'élève à 4 822 millions d'euros en 2017, en baisse de 464 millions d'euros par rapport à 2016 soit - 8,8 %. Hors effets de change (+ 55 millions d'euros) et hors effets de périmètre (- 547 millions d'euros), liés principalement à la cession de Démász et des actifs d'EDF Polska, le chiffre d'affaires est en hausse organique de 0,5 % par rapport à 2016.

Cette hausse provient essentiellement

- de la **Belgique** (+ 149 millions d'euros en organique) du fait principalement des opérations d'achat et de vente réalisées sur le marché dans un objectif d'équilibrage des positions. Au-delà, cette évolution reflète en particulier le développement continu des activités de service. Les effets prix sur les activités électricité et gaz et volumes sur les clients particuliers sont défavorables ; ils sont compensés pour partie par une augmentation des ventes d'électricité aux clients professionnels.

En revanche, le chiffre d'affaires baisse :

- au **Brésil** (- 70 millions d'euros en organique), du fait de l'impact de la révision annuelle du tarif de vente du *Power Purchase Agreement* (PPA). La diminution des ventes de « service system » est en grande partie compensée par la remontée des prix *spot*.
- en **Asie** (- 27 millions d'euros en organique), où la baisse du chiffre d'affaires s'explique essentiellement par une moindre production suite à l'arrêt de la centrale de Meco (au Vietnam) en lien avec le programme de maintenance.

5.1.2.6 Autres métiers

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

La contribution des **Autres métiers** au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 7 813 millions d'euros en 2017, en hausse de 79 millions d'euros. Hors effets de change (- 14 millions d'euros) et hors effets de périmètre (+ 168 millions d'euros), le chiffre d'affaires est en baisse organique de - 1,0% par rapport à 2016.

Le chiffre d'affaires de **Dalkia** contribue à hauteur de 4 051 millions d'euros au chiffre d'affaires du Groupe en 2017. La croissance organique de 221 millions d'euros (+ 6,1 %) s'explique principalement par l'impact positif du développement commercial, la hausse du prix des énergies et l'évolution favorable des indices de révision des prestations de services.

Le chiffre d'affaires d'**EDF Énergies Nouvelles** contribue à hauteur de 1 280 millions d'euros au chiffre d'affaires du Groupe en 2017, soit une hausse organique de 3,6 % par rapport à 2016. Cette évolution est principalement tirée par la production grâce aux mises en service de 2016.

Le chiffre d'affaires d'**EDF Trading**¹ s'élève à 590 millions d'euros, en retrait organique de 354 millions d'euros (- 35,1 %) après un exercice 2016 exceptionnel caractérisé par une forte hausse des prix de l'électricité et de la volatilité en Europe en fin d'année, ainsi qu'en raison des conditions de marché difficiles en Amérique du Nord.

5.2 Excédent brut d'exploitation (EBE)

L'EBE est en baisse de 16,3 % et en recul organique de 14,8 % par rapport à 2016.

(en millions d'euros)	2017	2016	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %	Croissance organique en % (hors régularisation tarifaire)
Chiffre d'affaires	69 632	71 203	(1 571)	- 2,2	- 1,0	+ 0,4
Achats de combustible et d'énergie	(37 641)	(36 050)	(1 591)	+ 4,4	+ 6,2	
Autres consommations externes	(8 739)	(8 902)	163	- 1,8	- 3,1	
Charges de personnel	(12 456)	(12 543)	87	- 0,7	- 0,4	
Impôts et taxes	(3 541)	(3 656)	115	- 3,1	- 2,3	
Autres produits et charges opérationnels	6 487	6 362	125	+ 2,0	+ 2,1	
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION (EBE)	13 742	16 414	(2 672)	- 16,3	- 14,8	- 10,0

5.2.1 Évolution et analyse de l'EBE Groupe

L'**excédent brut d'exploitation** consolidé du Groupe s'élève à 13 742 millions d'euros en 2017, en baisse de 16,3 % par rapport à 2016. Hors effets de change (- 81 millions d'euros), hors effets de périmètre (- 162 millions d'euros), et après retraitement de l'impact de la régularisation des tarifs réglementés de vente pour la période du 1^{er} août 2014 au 31 juillet 2015, intervenue en 2016, l'EBE est en recul organique de - 10,0 %.

Les **achats de combustible et d'énergie** du Groupe s'établissent à 37 641 millions d'euros en 2017, en hausse de 1 591 millions d'euros par rapport à 2016 (+ 4,4 %). La hausse organique est de 2 253 millions d'euros (+ 6,2 %).

- Sur les segments **France - Activités de production et commercialisation** et **France - Activités régulées**, les achats de combustibles et d'énergie s'élèvent à 19 260 millions d'euros, en hausse organique de 3 114 millions d'euros (+ 19,3 %) par rapport à 2016 notamment du fait de la baisse de la production et du *sourcing* des souscriptions ARENH.
- Au **Royaume-Uni**, la hausse organique constatée pour 415 millions d'euros (+ 7,8 %) est principalement liée à l'augmentation des coûts du charbon et du gaz.
- En **Italie**, la baisse organique de 1 332 millions d'euros (- 14,0 %), est essentiellement liée à l'impact favorable des dérivés de couvertures en lien avec le chiffre d'affaires.

Les **autres consommations externes** du Groupe s'élèvent à 8 739 millions d'euros, en baisse de 163 millions d'euros par rapport à 2016 (- 1,8 %). La baisse organique est de 274 millions d'euros (- 3,1 %).

- Sur les segments **France - Activités de production et commercialisation** et **France - Activités régulées**, les autres consommations externes s'élèvent à 4 848 millions d'euros. La baisse organique de 332 millions d'euros (soit - 6,5 %) reflète notamment les efforts de réduction des coûts dans le cadre des plans de performance sur l'ensemble des activités.

Les **charges de personnel** du Groupe s'établissent à 12 456 millions d'euros, en baisse de 87 millions d'euros par rapport à 2016. La baisse organique est de 54 millions d'euros (- 0,4 %).

- Sur le segment **France - Activités de production et commercialisation**, les charges de personnel s'élèvent à 6 134 millions d'euros en baisse de 181 millions d'euros par rapport à 2016. Les effectifs moyens sont en baisse de 4,6 % sur l'année 2017 dans l'ensemble des activités.
- Sur le segment **France - Activités régulées**, les charges de personnel s'élèvent à 3 158 millions d'euros. Elles sont en hausse de 52 millions d'euros et les effectifs moyens sont en baisse de 0,7 % sur l'année 2017.
- Au **Royaume-Uni**, les charges de personnel s'élèvent à 1 129 millions d'euros. La hausse organique de 80 millions d'euros (+ 7,4 %) s'explique par l'impact de la baisse du taux d'actualisation des retraites et, dans une moindre mesure, par un effet favorable 2016 du coût des retraites (lié à la renégociation des droits à retraite, sans équivalent en 2017). Hormis ces ajustements, les charges de personnel baissent.

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

Les **impôts et taxes** s'élèvent à 3 541 millions d'euros en 2017, en baisse de 115 millions d'euros par rapport à 2016 soit - 3,1 % (- 2,3 % en croissance organique).

- La baisse provient essentiellement du segment **France - Activités de production et commercialisation** en baisse de 86 millions d'euros.

Les **autres produits et charges opérationnels** correspondent à un produit net de 6 487 millions d'euros en 2017, en hausse de 125 millions d'euros par rapport à 2016 et en variation organique de 136 millions d'euros (+ 2,1 %).

- Sur le segment **France - Activités de production et commercialisation**, la hausse de 562 millions d'euros est notamment liée à des mouvements de provisions et à la hausse des subventions de CSPE du fait du développement des obligations d'achats des énergies renouvelables.
- Sur le segment **France - Activités régulées**, la baisse de 249 millions d'euros est liée principalement à des éléments non récurrents en 2016 et à la hausse des indemnités de coupure liées aux tempêtes intervenues en France métropolitaine en 2017.
- L'**Italie** enregistre une hausse organique de 85 millions d'euros. Cette augmentation est liée principalement à la cession du siège social à Milan.
- EDF Énergies Nouvelles** enregistre une baisse organique de 114 millions d'euros (- 23,7 %) provenant principalement d'une moindre activité de développement-vente d'actifs structurés en 2017 par rapport à 2016.

5.2.2 Évolution et analyse de l'EBE par segment

(en millions d'euros)	2017	2016	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %	Croissance organique en % (hors régularisation tarifaire)
France - Activités de production et commercialisation	4 876	6 156	(1 280)	- 20,8	- 20,8	- 7,9
France - Activités régulées	4 898	5 102	(204)	- 4,0	- 4,0	- 3,8
Royaume-Uni	1 035	1 713	(678)	- 39,6	- 33,3	- 33,3
Italie	910	641	269	+ 42,0	+ 42,1	+ 42,1
Autre international	457	711	(254)	- 35,7	- 17,9	- 17,9
Autres métiers	1 566	2 091	(525)	- 25,1	- 24,7	- 24,7
EBE GROUPE	13 742	16 414	(2 672)	- 16,3	- 14,8	- 10,0

5.2.2.1 France - Activités de production et commercialisation

La contribution du segment **France - Activités de production et commercialisation** à l'EBE du Groupe s'élève à 4 876 millions d'euros. Il est en recul organique de 1 280 millions d'euros (- 20,8 %) par rapport à 2016. Retraité de l'impact de la régularisation des tarifs réglementés de vente pour la période du 1^{er} août 2014 au 31 juillet 2015, intervenue en 2016, pour un montant de 859 millions d'euros, l'EBE est en recul organique - 7,9 %.

La baisse de la production nucléaire et hydraulique par rapport à 2016 a pénalisé l'EBE d'un montant estimé de - 504 millions d'euros.

Par ailleurs, l'EBE diminue d'environ 311 millions d'euros par rapport à 2016 par l'effet net des interventions sur les marchés de gros, notamment du fait d'achats supplémentaires, dans un contexte de prix élevés, nécessaires pour l'approvisionnement des souscriptions ARENH 2017. Ces achats ont également visé à pallier la moindre production nucléaire liée aux contrôles supplémentaires (problématique ségrégation carbone). Cet effet a été partiellement compensé au second semestre 2017, le dernier trimestre 2016 ayant été marqué par des rachats à prix particulièrement élevés liés à la moindre disponibilité du parc nucléaire.

L'évolution des tarifs, hors prise en compte de la capacité dans l'empilement tarifaire, conduit à une baisse estimée de - 363 millions d'euros¹ par rapport à 2016.

L'intensité concurrentielle croissante, qui s'est traduite par une perte nette d'environ un million de clients résidentiels, et les effets prix négatifs sur les nouvelles offres ont affecté l'EBE pour un montant net estimé de - 341 millions d'euros.

Le climat, généralement plus doux qu'en 2016, le pic de froid du début de l'année 2017, ainsi que l'effet année bissextile en 2016 ont pesé négativement pour un montant estimé de - 186 millions d'euros sur l'année 2017.

La mise en place du mécanisme de capacité² a un impact favorable pour un montant estimé de + 580 millions d'euros sur l'année 2017. Le prix de la capacité est intégré dans les tarifs et les offres à prix de marché. Par ailleurs, les excédents de capacité sont valorisés sur les marchés de gros.

Dans le cadre du plan de performance du groupe EDF, les charges opérationnelles³ ont diminué d'un montant estimé à 494 millions d'euros, soit - 5,2 %, grâce à des actions de performance opérationnelle et à la maîtrise de la masse salariale. Ces actions sont engagées dans toutes les entités, avec notamment une baisse du coût des fonctions support et l'adaptation des coûts des fonctions commerciales.

1. Tarifs hors impact de la prise en compte du coût de l'obligation de capacité dans l'empilement tarifaire – évolutions tarifaires de - 0,5 % et de - 1,5 % au 1^{er} août 2016 respectivement sur les bleus résidentiels et non résidentiels, et de + 1,7 % au 1^{er} août 2017 sur les deux segments.

2. Mise en place du mécanisme de capacité au 1^{er} janvier 2017.

3. Somme des charges de personnel et des autres consommations externes. À périmètre et taux de change comparables. À taux d'actualisation retraites constants. Hors variation des charges opérationnelles des activités de services.

5.2.2.2 France - Activités régulées

L'EBE du segment **France - Activités régulées** s'élève à 4 898 millions d'euros. Il est en recul organique de 204 millions d'euros (- 4,0 %). Retraité de l'impact de la régularisation des tarifs réglementés de vente pour la période du 1^{er} août 2014 au 31 juillet 2015, intervenue en 2016, pour un montant de 13 millions d'euros, l'EBE est en recul organique de - 3,8 %, avec notamment un effet défavorable lié à la baisse des volumes acheminés par Enedis de 42 millions d'euros¹.

L'année 2017 a également été marquée par des tempêtes d'intensité exceptionnelle en France métropolitaine avec un impact négatif estimé de - 60 millions d'euros correspondant aux dépenses d'exploitation engagées lors des interventions et aux indemnités de coupure en métropole. Les ouragans sur les îles de Saint-Martin et Saint-Barthélemy ont pesé pour un coût estimé de - 23 millions d'euros.

L'ensemble des éléments défavorables ne sont que partiellement compensés par les hausses des tarifs pour Enedis, en lien avec l'entrée en vigueur de TURPE 5 au 1^{er} août 2017 (augmentation du tarif d'acheminement sur le réseau de distribution de + 2,71 %), d'un montant estimé de + 102 millions d'euros.

La baisse résiduelle de l'EBE à hauteur de 168 millions d'euros est essentiellement liée à des éléments favorables en 2016, sans équivalent en 2017, principalement sur les activités insulaires.

5.2.2.3 Royaume-Uni

La contribution du **Royaume-Uni** à l'EBE du Groupe est de 1 035 millions d'euros en 2017, en baisse organique de 33,3 % par rapport à 2016. La dépréciation de la livre sterling vis-à-vis de l'euro, depuis le référendum sur le Brexit, a eu un impact défavorable de 112 millions d'euros par rapport à 2016.

L'EBE est pénalisé par le recul de la marge énergie principalement lié à la baisse des prix réalisés du nucléaire (- 12 %). La baisse de la consommation des clients résidentiels, en raison des conditions climatiques et du développement de l'efficacité énergétique, pénalise également l'EBE. Par ailleurs, le nombre de comptes clients résidentiels est en léger recul par rapport à fin décembre 2016, reflet d'une bonne résistance dans un contexte fortement concurrentiel.

La production nucléaire de 63,9 TWh confirme la bonne performance opérationnelle du parc. La légère baisse de 1,2 TWh par rapport à 2016 est principalement liée à l'arrêt de Sizewell B fin 2017 et à un faible niveau d'arrêts planifiés en 2016.

5.2.2.4 Italie

La contribution du segment **Italie** à l'EBE du Groupe s'élève à 910 millions d'euros, en hausse organique de 42,1 % par rapport à 2016.

Dans les activités électricité, l'EBE est en hausse organique de 26 millions d'euros soit + 10,0 % par rapport à 2016. Il bénéficie de l'évolution favorable des prix de vente et de l'optimisation des moyens de production gaz. Par ailleurs, la production hydroélectrique se situe à un niveau faible en 2017.

L'EBE des activités hydrocarbures ressort en hausse organique de 96 millions d'euros soit + 19,7 % par rapport à 2016. Il bénéficie de l'évolution favorable des prix du Brent et du gaz et de l'augmentation de la production suite à la mise en service d'une nouvelle plateforme en Égypte. Les coûts de maintenance de l'activité exploration-production ont également été optimisés.

Par ailleurs, l'EBE bénéficie de l'effet positif de la cession du siège à Milan pour environ 100 millions d'euros².

5.2.2.5 Autre international

L'EBE du segment **Autre international** s'élève à 457 millions d'euros en 2017, en baisse organique de 127 millions d'euros (- 17,9 %) par rapport à 2016.

Cette baisse provient pour l'essentiel :

- de la **Belgique** (- 62 millions d'euros en organique) du fait principalement de la baisse des prix d'électricité et d'une moindre production nucléaire liée notamment au programme de maintenance et aux arrêts non programmés de Doel 3. L'éolien poursuit sa croissance grâce à l'augmentation des capacités installées qui atteignent 376 MW à fin décembre 2017, soit + 25 % par rapport au 31 décembre 2016 ;
- du **Brésil** (- 54 millions d'euros en organique), du fait principalement de la révision annuelle du tarif du contrat de vente d'électricité (PPA). Cet élément est partiellement compensé par l'optimisation opérée sur les marchés, compte tenu des prix *spot* élevés dans un contexte d'indisponibilité fortuite à son plus bas niveau, et par une baisse continue des charges opérationnelles.

À noter que l'année 2017 a été marquée par la cession des actifs d'EDF Polska, réalisé le 13 novembre 2017³.

5.2.2.6 Autres métiers

Le segment **Autres métiers** contribue à l'EBE du Groupe à hauteur de 1 566 millions d'euros, en baisse organique de 517 millions d'euros (- 24,7 %) par rapport à 2016.

La contribution d'**EDF Énergies Nouvelles** à l'EBE du Groupe s'élève à 751 millions d'euros, en baisse organique de 127 millions d'euros (- 14,8 %) par rapport à 2016, du fait de moindre cessions d'actifs par rapport à une année 2016 soutenue. En revanche, la production (y compris Futuren) marque une forte croissance de près de + 11 % (soit + 1,2 TWh) et contribue à l'EBE 2017 à hauteur de 741 millions d'euros. Les cessions d'actifs couvrent par ailleurs les frais de structure et de développement. Dans ce contexte, les capacités nettes installées progressent de 1,6 GW par rapport à fin 2016 et s'établissent à 7,8 GW. Le portefeuille en construction s'établit à 1,9 GW brut avec une part significative dans le solaire à hauteur de 0,9 GW.

1. Y compris les impacts de l'évolution du climat et de l'année bissextile.

2. En cohérence avec la pratique du Groupe.

3. Cf. communiqué de presse publié par EDF le 14 novembre 2017.

L'EBE d'EDF Trading s'élève à 358 millions d'euros en 2017, en baisse organique de 341 millions d'euros (- 46,8 %) par rapport à 2016. Cette évolution est consécutive à la baisse de la marge de *trading* (voir section 5.1.2.6).

L'EBE de Dalkia s'établit à 259 millions d'euros, en baisse organique de 4 millions d'euros (- 1,6 %). La signature ou le renouvellement de nombreux contrats commerciaux, l'évolution favorable de l'indexation contractuelle des prestations de services, et l'effet positif de la hausse du prix de l'énergie ont contribué favorablement à l'EBE. Cependant, cette performance financière est pénalisée par des difficultés opérationnelles ponctuelles sur un contrat porté par une filiale.

5.3 Résultat d'exploitation

Le résultat d'exploitation est en baisse de 25,0 % par rapport à 2016.

(en millions d'euros)	2017	2016	Variation en valeur	Variation en %
EBE	13 742	16 414	(2 672)	- 16,3
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières, hors activités de <i>trading</i>	(355)	(262)	(93)	+ 35,5
Dotations aux amortissements	(8 537)	(7 966)	(571)	+ 7,2
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(58)	(41)	(17)	+ 41,5
(Pertes de valeur)/reprises	(518)	(639)	121	- 18,9
Autres produits et charges d'exploitation	1 363	8	1 355	n. a.
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	5 637	7 514	(1 877)	- 25,0

n. a. : non applicable.

Le résultat d'exploitation consolidé du Groupe s'élève à 5 637 millions d'euros en 2017, en baisse de 1 877 millions d'euros par rapport à 2016. La baisse de l'EBE et l'augmentation des dotations aux amortissements sont compensées partiellement par la hausse des autres produits et charges d'exploitation.

5.3.1 Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de *trading*

Les variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de *trading* passent de - 262 millions d'euros en 2016 à - 355 millions d'euros en 2017.

5.3.2 Dotations aux amortissements

Les dotations aux amortissements augmentent de 571 millions d'euros par rapport à 2016.

Le segment France - Activités de production et commercialisation a enregistré une hausse des dotations aux amortissements de 447 millions d'euros. Elle s'explique essentiellement par l'amortissement accéléré des tranches fioul du parc thermique, par l'augmentation des actifs de contrepartie suite à la révision du taux d'actualisation et par un effet volume sur les investissements de maintenance du parc nucléaire.

Le segment France - Activités régulées a enregistré une hausse des dotations aux amortissements de 123 millions d'euros, notamment expliquée par l'impact du déploiement des compteurs Linky ¹.

5.3.3 Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession

L'augmentation de 17 millions d'euros des dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession en 2017 par rapport à 2016 est attribuable au segment France - Activités régulées.

5.3.4 Pertes de valeur/reprises

En 2017, les pertes de valeur enregistrées s'élèvent à 518 millions d'euros. Elles concernent principalement le Royaume-Uni pour 246 millions d'euros et l'Italie pour 150 millions d'euros (voir note 13 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2017).

En 2016, les pertes de valeur enregistrées s'élevaient à 639 millions d'euros.

5.3.5 Autres produits et charges d'exploitation

Les autres produits et charges d'exploitation s'élèvent à 1 363 millions d'euros sur l'exercice 2017 et comprennent principalement une plus-value de 1 462 millions d'euros dans le cadre de la cession de 49,9 % de la participation du Groupe dans CTE (voir note 14 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2017).

En 2016, les autres produits et charges d'exploitation intégraient principalement un produit de 112 millions d'euros suite au dénouement favorable d'un litige avec l'État hongrois.

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)	2017	2016	Variation en valeur	Variation en %
Coût de l'endettement financier brut	(1 778)	(1 827)	49	- 2,7
Effet de l'actualisation	(2 959)	(3 417)	458	- 13,4
Autres produits et charges financiers	2 501	1 911	590	+ 30,9
RÉSULTAT FINANCIER	(2 236)	(3 333)	1 097	- 32,9

Le résultat financier représente une charge de 2 236 millions d'euros en 2017, en amélioration de 1 097 millions d'euros par rapport à 2016. Cette évolution s'explique par :

- un coût de l'endettement financier brut en diminution, les charges relatives aux émissions de 2017, ainsi que l'effet année pleine de celles d'octobre 2016 sont compensées par le remboursement des dettes sur l'exercice, ainsi que par un effet change favorable principalement sur l'USD ;
- une diminution de l'effet de l'actualisation de 458 millions d'euros, en raison principalement d'une baisse du taux d'actualisation des provisions nucléaires en France au 31 décembre 2017 par rapport à la clôture annuelle précédente (- 0,1 % en taux réel) moins prononcée que celle constatée au 31 décembre 2016 (- 0,2 % en taux réel). Au 31 décembre 2017, le taux d'actualisation s'établit à 4,1 % prenant en compte un taux d'inflation moyen de 1,5 % (respectivement 4,2 % et 1,5 % au 31 décembre 2016) ;
- une amélioration de 590 millions d'euros des autres produits et charges financiers, en raison notamment de l'augmentation des plus-values de cession d'actifs dédiés (985 millions d'euros en 2017 contre 428 millions d'euros en 2016).

5.5 Impôts sur les résultats

L'impôt sur les résultats s'élève à 147 millions d'euros, en baisse de 1 241 millions d'euros par rapport à 2016. Cette évolution est liée, d'une part, à une baisse du résultat avant impôt du Groupe en 2017 et, d'autre part, aux cessions de participations bénéficiant d'un taux réduit d'imposition, à l'issue favorable en France des réclamations liées à la contribution de 3 % sur les revenus distribués et à la baisse des taux d'impôt sur les sociétés aux États-Unis et en Belgique.

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

Le Groupe enregistre un produit de 35 millions d'euros en 2017, contre un produit de 218 millions d'euros en 2016.

La variation s'explique principalement par la baisse de la contribution au résultat de RTE liée à la cession de 49,9 % de la société le 31 mars 2017.

La quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises inclut en 2017 des pertes de valeur pour un montant total de 618 millions d'euros. Ces pertes de valeur sont détaillées dans la note 23 « Participations dans les entreprises associées et les coentreprises » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017.

5.7 Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle

Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle s'élève à 116 millions d'euros en 2017, en baisse de 44 millions d'euros par rapport à 2016. Cette variation correspond essentiellement à la diminution, au Royaume-Uni, des revenus de Centrica au titre de l'activité de production nucléaire en raison de la baisse des prix de marché de l'électricité.

5.8 Résultat net part du Groupe

Le résultat net part du Groupe s'élève à 3 173 millions d'euros en 2017, en hausse de 322 millions d'euros par rapport à 2016, soit + 11,3 %.

5.9 Résultat net courant

Le résultat net courant¹ s'établit à 2 820 millions d'euros en 2017, en baisse de 31,0 % par rapport à 2016.

1. Résultat net hors éléments non récurrents et hors variation nette de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading nets d'impôts.

Montant des éléments non récurrents et variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading nets d'impôts :

- + 617 millions d'euros pour divers risques et dépréciations en 2017 (dont + 1 289 millions d'euros de plus-value de cession de 49,9 % de CTE), contre - 1 039 millions d'euros en 2016 ;
- 264 millions d'euros de variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading nets d'impôt en 2017, contre - 195 millions d'euros en 2016.

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 33 015 millions d'euros au 31 décembre 2017 à comparer à 37 425 millions d'euros au 31 décembre 2016.

(en millions d'euros)	2017	2016	Variation en valeur	Variation en %
Excédent brut d'exploitation	13 742	16 414	(2 672)	- 16,3
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBE	(1 796)	(1 703)		
Frais financiers nets décaissés	(1 209)	(1 137)		
Impôt sur le résultat payé	(771)	(838)		
Autres éléments dont dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises	221	323		
Cash flow opérationnel⁽¹⁾	10 187	13 059	(2 872)	- 22,0
Variation du besoin en fonds de roulement net	1 476	(1 935)		
Investissements nets ⁽²⁾	(9 810)	(11 663)		
Cash flow après investissements nets	1 853	(539)		
Actifs dédiés	(1 171)	10		
Cash flow avant dividendes⁽³⁾	682	(529)		
Dividendes versés en numéraire	(891)	(1 036)		
Cash flow Groupe	(209)	(1 565)		
Autres variations monétaires	3 855	549		
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net, hors effet de change	3 646	(1 016)		
Effet de la variation de change	701	1 107		
Autres variations non monétaires	63	(121)		
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net	4 410	(30)		
ENDETTEMENT FINANCIER NET OUVERTURE	37 425	37 395		
ENDETTEMENT FINANCIER NET CLÔTURE	33 015	37 425		

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

(2) Les investissements nets correspondent aux investissements opérationnels et aux investissements financiers de croissance, nets des cessions. Ils incluent également les dettes nettes acquises ou cédées lors d'acquisitions ou de cessions de titres, les subventions d'investissements acquises ainsi que les participations de tiers. Enfin, ils comprennent Linky, les nouveaux développements et le plan de cession d'actifs 2015-2020.

(3) Le cash flow avant dividendes ne constitue pas un agrégat défini par les normes IFRS comme élément de mesure de la performance financière et ne peut pas être comparable aux indicateurs ainsi dénommés par d'autres entreprises. Il est égal au cash flow opérationnel défini en note (1) après variation du besoin en fonds de roulement net, investissements nets définis en note (2) et dotations nettes sur actifs dédiés.

6.1 Cash flow opérationnel

Le cash flow opérationnel s'établit à 10 187 millions d'euros en 2017 contre 13 059 millions d'euros en 2016, soit une diminution de 2 872 millions d'euros (ou - 22,0 %).

Cette variation s'explique principalement par :

- la baisse de l'EBE (- 2 672 millions d'euros) ;
- une augmentation des frais financiers nets décaissés (- 1 209 millions d'euros en 2017 contre - 1 137 millions d'euros en 2016) qui s'explique essentiellement par l'effet année pleine en 2017 des émissions d'emprunts qui ont eu lieu en octobre 2016 et par les émissions de début 2017 ;
- la baisse de l'impôt sur le résultat payé (- 771 millions d'euros en 2017 contre - 838 millions d'euros en 2016), notamment en raison de la baisse du résultat fiscal au Royaume-Uni ;
- une baisse des « Autres éléments dont dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises » (221 millions d'euros en 2017 contre 323 millions d'euros en 2016) qui s'explique principalement par la diminution des dividendes reçus suite à la cession de 49,9 % de CTE en mars 2017.

6.2 Variation du besoin en fonds de roulement

Le besoin en fonds de roulement (BFR) s'améliore de 1 476 millions d'euros sur l'année 2017.

Cette variation s'explique principalement par :

- les encaissements de la régularisation des tarifs réglementés de vente 2014 en France pour + 814 millions d'euros ;
- des gains liés au plan d'amélioration du BFR essentiellement sur les stocks et les créances clients pour environ + 422 millions d'euros ;
- un effet climat favorable en France pour + 228 millions d'euros.

Par rapport à 2016, l'écart de variation du besoin en fonds de roulement (+ 3 411 millions d'euros) s'explique par l'effet de la régularisation des tarifs réglementés de vente 2014 (+ 1 753 millions d'euros), par un effet climat favorable en France pour + 963 millions d'euros et par une réduction des stocks de l'activité optimisation/trading en 2017 pour + 460 millions d'euros en lien avec la cession des activités de négoce de charbon (EDF Trading) et la cession des actifs d'EDF Polska à PGE.

6.3 Investissements nets

Les investissements nets s'élevaient à 9 810 millions d'euros en 2017 contre 11 663 millions d'euros en 2016, soit une diminution de 1 853 millions d'euros (- 15,9 %) et se décomposent ainsi :

(en millions d'euros)	2017	2016	Variation en valeur	Variation en %
France - Activités de production et commercialisation	5 849	5 692	157	+ 2,8
France - Activités régulées	3 212	3 301	(89)	- 2,7
Royaume-Uni	643	806	(163)	- 20,2
Italie	511	458	53	+ 11,6
Autre international	553	607	(54)	- 8,9
Autres métiers	1 200	952	248	+ 26,1
INVESTISSEMENTS NETS HORS LINKY, HORS NOUVEAUX DÉVELOPPEMENTS ET HORS PLAN DE CESSIION D'ACTIFS 2015-2020	11 968	11 816	152	+ 1,3
LINKY, NOUVEAUX DÉVELOPPEMENTS ET PLAN DE CESSIION D'ACTIFS 2015-2020	(2 158)	(153)	(2 005)	N.A.
INVESTISSEMENTS NETS	9 810	11 663	(1 853)	- 15,9

N. A. : non applicable.

6.3.1 Investissements nets hors Linky, hors nouveaux développements et hors plan de cession d'actifs 2015-2020

Les investissements nets du segment **France - Activités de production et commercialisation** augmentent de 157 millions d'euros, soit + 2,8 %. La hausse provient notamment des investissements réalisés dans la centrale thermique de Bouchain.

Les investissements nets du segment **France - Activités régulées** baissent de 89 millions d'euros (- 2,7 %), notamment en lien avec la baisse des postes de comptage et transformateurs du fait du déploiement du compteur Linky.

Les investissements nets à l'international diminuent de 164 millions d'euros, soit - 8,8 %.

- Au **Royaume-Uni**, la diminution de 163 millions d'euros, soit - 20,2 %, s'explique notamment par une diminution des investissements dans les domaines charbon ainsi que par un ralentissement des investissements « *Smart metering* » et, dans une moindre mesure, dans le renouvelable.
- En **Italie**, les investissements nets sont en hausse de 53 millions d'euros, du fait d'investissements réalisés dans les services énergétiques.
- Le segment **Autre international** est quasi stable (- 54 millions d'euros). Cette stabilité est principalement due à la fin du programme de modernisation et de mise aux normes environnementales des centrales au charbon et de cogénération en Pologne, compensés par la hausse des investissements en Chine.

Les investissements nets des **Autres métiers** sont en hausse de 248 millions d'euros, soit + 26,1 %, traduisant ainsi l'accélération dans le renouvelable. Cette variation provient, principalement, d'EDF Énergies Nouvelles qui a connu une hausse de ses investissements en Europe et au Brésil, partiellement compensée par un recul en Amérique du Nord.

6.3.2 Linky, nouveaux développements et plan de cession d'actifs 2015-2020

- Les investissements au titre du programme Linky, dont le déploiement s'est accéléré en 2017, se sont élevés à 612 millions d'euros.
- Les nouveaux développements correspondent aux nouveaux projets de développement du Groupe. En 2017, ces nouveaux développements correspondent aux investissements relatifs à l'acquisition de Framatome (1 868 millions d'euros), au nouveau nucléaire au Royaume-Uni (montée en puissance du projet Hinkley Point C partiellement compensée par un effet change favorable) et, dans une moindre mesure, aux projets éoliens offshore au Royaume-Uni et en France, ainsi qu'à l'acquisition d'une société de service au Royaume-Uni.
- Les cessions d'actifs correspondent essentiellement aux cessions de 49,9 % de CTE, des sociétés en Pologne, d'EDF Démász Zrt en Hongrie, d'actifs de réseaux et regazéification en Italie et d'actifs immobiliers en France et Italie, et s'élevaient à 6 193 millions d'euros.

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 26 502 millions d'euros au 31 décembre 2017.

D'une manière générale, les flux sur actifs dédiés correspondent :

- aux dotations permettant d'atteindre une couverture complète de ses engagements ;
- au réinvestissement des produits financiers générés par ces actifs (dividendes et intérêts) ;
- aux retraits d'actifs correspondant aux coûts encourus sur l'exercice dans le cadre des engagements nucléaires de long terme entrant dans le périmètre de la loi du 28 juin 2006 ;
- aux retraits exceptionnels proposés aux organes de gouvernance de la gestion de ces actifs lorsque la valeur du portefeuille excède le montant des engagements à financer, et dûment validés par ces organes.

En 2017, les flux nets de - 1 171 millions d'euros correspondent aux trois premières catégories décrites ci-dessus, dont une dotation réglementaire de 1 095 millions d'euros conformément au courrier du 10 février 2017 des ministres de l'Économie et des Finances, et de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer.

6.5 Cash flow avant dividendes

Le cash flow avant dividendes s'établit à 682 millions d'euros en 2017 (contre - 529 millions d'euros en 2016) et s'explique essentiellement par :

- un cash flow opérationnel de 10 187 millions d'euros ;
- des investissements nets de - 9 810 millions d'euros ;
- une dotation nette aux actifs dédiés de - 1 171 millions d'euros ;
- une variation de BFR favorable de 1 476 millions d'euros.

La variation de 1 211 millions d'euros par rapport à 2016 provient essentiellement d'une évolution favorable de la variation de BFR et des cessions, évolutions toutefois diminuées par un cash flow opérationnel en retrait (- 2 672 millions d'euros) et une dotation nette aux actifs dédiés en hausse de - 1 181 millions d'euros.

6.6 Dividendes versés en numéraire

Les dividendes versés en numéraire (- 891 millions d'euros) comprennent :

- le solde du dividende 2016 pour - 75 millions d'euros ;
- l'acompte sur dividende 2017 pour - 35 millions d'euros, voté en Conseil d'administration le 7 novembre 2017 et payé le 11 décembre 2017 à hauteur de 0,15 euro par action pour les actionnaires n'ayant pas opté pour un versement de dividendes en titres ;
- les rémunérations versées en 2017 aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée au titre des « émissions hybrides » de janvier 2013 et janvier 2014 (- 565 millions d'euros) ;
- les dividendes versés par les filiales du Groupe à leurs actionnaires minoritaires (- 217 millions d'euros).

6.7 Cash flow Groupe

Le cash flow Groupe s'élève à - 209 millions d'euros contre - 1 565 millions d'euros en 2016. L'amélioration de 1 356 millions d'euros par rapport à 2016 est principalement liée à la variation du cash flow avant dividendes pour + 1 211 millions d'euros et à la diminution des dividendes versés en numéraire pour + 145 millions d'euros.

6.8 Effet de la variation de change

L'effet de change (principalement dépréciation de la livre sterling et du dollar américain par rapport à l'euro¹) a un impact favorable de 701 millions d'euros sur l'endettement financier net du Groupe au 31 décembre 2017.

6.9 Autres variations monétaires

Les autres variations monétaires ont un impact favorable de + 3 855 millions d'euros sur l'endettement financier net du Groupe au 31 décembre 2017, principalement, en lien avec l'augmentation de capital en numéraire avec maintien du droit préférentiel de souscription des actionnaires réalisée en mars 2017. Cette opération a conduit à une diminution de l'endettement financier net du Groupe de 4 005 millions d'euros net des frais.

6.10 Ratios financiers

	2017	2016	2015
Endettement financier net/EBE	2,4	2,3	2,1
Endettement financier net/(endettement financier net + capitaux propres) ⁽¹⁾	40 %	48 %	48 %

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

1. Dépréciation de - 3,51 % de la livre sterling face à l'euro : 1,127 €/£ au 31 décembre 2017 ; 1,168 €/£ au 31 décembre 2016 ; dépréciation de - 12,12 % du dollar américain face à l'euro : 0,834 €/€\$ au 31 décembre 2017 ; 0,949 €/€\$ au 31 décembre 2016.

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 2017, les liquidités du Groupe, composées des actifs liquides, de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, s'élèvent à 22 655 millions d'euros, et les lignes de crédit disponibles s'établissent à 11 943 millions d'euros.

Sur l'année 2018, les flux prévisionnels de remboursement et d'intérêts de la dette du Groupe au 31 décembre 2017 s'élèvent à 10 429 millions d'euros, dont 3 712 millions d'euros au titre d'emprunts obligataires (hors dettes hybrides).

Au 31 décembre 2017, aucune société du Groupe n'a fait l'objet d'un défaut de paiement au titre de ses emprunts.

7.1.1.2 Gestion du risque de liquidité

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

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

Cette opération participe au financement de la stratégie d'investissement du Groupe et s'inscrit dans le cadre de la politique d'allongement de la maturité de sa dette.

La description de la dette obligataire du Groupe est détaillée à la note 38.2 « Emprunts et dettes financières » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017.

La maturité moyenne de la dette brute du Groupe au 31 décembre 2017 s'établit à 13,7 ans contre 13,4 ans au 31 décembre 2016, celle d'EDF SA à 14,3 ans contre 14,4 ans au 31 décembre 2016.

Au 31 décembre 2017, les échéances résiduelles des passifs financiers (y compris paiement des intérêts) se présentent comme suit, conformément à la norme IAS 39 (valorisation sur la base des cours de change et de taux d'intérêt au 31 décembre 2017) :

31 décembre 2017 (en millions d'euros)	Dettes	Instruments de couverture ⁽¹⁾		Garanties données sur emprunts
		Swaps de taux	Swaps de change	
2018	10 429	(543)	(21)	349
Entre 2019 et 2022	20 876	(1 862)	(70)	144
2023 et au-delà	64 764	(3 029)	(806)	120
TOTAL	96 069	(5 434)	(897)	613
dont remboursement de dette principale	55 512			
dont charges d'intérêt	40 557			

(1) Les données sur les instruments de couverture incluent l'actif et le passif.

Le groupe EDF a pu satisfaire ses besoins de financement par une gestion prudente de sa liquidité et a levé des financements dans des conditions satisfaisantes.

Pour gérer le risque de liquidité, différents leviers spécifiques sont utilisés :

- le *cash pooling* du Groupe qui centralise la trésorerie des filiales contrôlées. Ce dispositif vise à mettre à la disposition d'EDF SA les soldes de trésorerie des filiales et à rémunérer leurs comptes afin d'optimiser la gestion des disponibilités du Groupe et de proposer aux filiales un système leur garantissant des conditions financières de marché ;
- la centralisation du financement des filiales contrôlées au niveau de la trésorerie du Groupe. Le financement de la variation du besoin en fonds de roulement des filiales est effectué par la trésorerie du Groupe via la mise à disposition de lignes de crédit *stand-by* aux filiales qui peuvent ainsi se financer en *revolving* auprès du Groupe. Par ailleurs, EDF SA et la filiale d'investissement EDF Investissements Groupe (EDF IG), créée en partenariat avec la banque Natixis Belgique Investissements, assurent le financement à moyen et long terme des activités du Groupe situées hors de France. Ces financements sont mis en place de manière totalement autonome par EDF SA et EDF IG qui établissent chacune les conditions du financement. Ces conditions sont celles que la filiale obtiendrait sur le marché dans une situation de pleine concurrence ;
- la gestion active et la diversification des sources de financement du Groupe : le Groupe a accès à des ressources court terme sur différents marchés dans le cadre de programmes de billets de trésorerie, d'US CP (papier commercial aux États-Unis) ou d'Euro CP (papier commercial sur le marché euro). Pour EDF, les plafonds sont respectivement de 6 milliards d'euros pour les billets de trésorerie, 10 milliards de dollars américains pour les US CP et 1,5 milliard d'euros pour les Euro CP.

Au 31 décembre 2017, les encours d'émissions de billets de trésorerie du Groupe sont de 700 millions d'euros et de 1 496 millions de dollars US CP. Il n'y a eu aucune émission d'Euro CP en 2017. EDF a accès aux principaux marchés obligataires mondiaux, à savoir les marchés euros via son programme EMTN (plafond actuel à 45 milliards d'euros) notamment pour des émissions en euros et en livres sterling, ainsi que les marchés domestiques, qui sont en *stand alone*, pour les émissions en dollars américains (144 A), yens (samourai) et francs suisses.

Au 31 décembre 2017, les principaux emprunts du Groupe sont les suivants :

Type d'emprunt (en millions de devises)	Entité	Date d'émission ⁽¹⁾	Échéance	Montant de l'émission	Devise	Taux
Euro MTN	EDF	02/2008	02/2018	1 500	EUR	5,00 %
Obligataire	EDF	01/2009	01/2019	2 000	USD	6,50 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2019	1 250	USD	2,15 %
Obligataire	EDF	01/2010	01/2020	1 400	USD	4,60 %
Euro MTN	EDF	05/2008	05/2020	1 200	EUR	5,38 %
Obligataire	EDF	10/2015	10/2020	1 500	USD	2,35 %
Euro MTN	EDF	01/2009	01/2021	2 000	EUR	6,25 %
Euro MTN (<i>green bond</i>)	EDF	11/2013	04/2021	1 400	EUR	2,25 %
Euro MTN	EDF	01/2012	01/2022	2 000	EUR	3,88 %
Euro MTN	EDF	09/2012	03/2023	2 000	EUR	2,75 %
Euro MTN	EDF	09/2009	09/2024	2 500	EUR	4,63 %
Obligataire (<i>green bond</i>)	EDF	10/2015	10/2025	1 250	USD	3,63 %
Euro MTN	EDF	11/2010	11/2025	750	EUR	4,00 %
Euro MTN (<i>green bond</i>)	EDF	10/2016	10/2026	1 750	EUR	1,00 %
Obligataire	EDF	01/2017	01/2027	107 900	JPY	1,09 %
Euro MTN	EDF	03/2012	03/2027	1 000	EUR	4,13 %
Euro MTN	EDF	04/2010	04/2030	1 500	EUR	4,63 %
Euro MTN	EDF	07/2001	07/2031	650	GBP	5,88 %
Euro MTN	EDF	02/2003	02/2033	850	EUR	5,63 %
Euro MTN	EDF	06/2009	06/2034	1 500	GBP	6,13 %
Euro MTN	EDF	10/2016	10/2036	750	EUR	1,88 %
Obligataire	EDF	01/2009	01/2039	1 750	USD	6,95 %
Euro MTN	EDF	11/2010	11/2040	750	EUR	4,50 %
Euro MTN	EDF	10/2011	10/2041	1 250	GBP	5,50 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2044	1 000	USD	4,88 %
Obligataire	EDF	10/2015	10/2045	1 500	USD	4,75 %
Obligataire	EDF	10/2015	10/2045	1 150	USD	4,95 %
Euro MTN	EDF	09/2010	09/2050	1 000	GBP	5,13 %
Euro MTN	EDF	10/2016	10/2056	2 164	USD	4,99 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2114	1 350	GBP	6,00 %

(1) Date de réception des fonds.

Au 31 décembre 2017, EDF dispose d'un montant global de 10 280 millions d'euros de lignes disponibles (crédit syndiqué et lignes bilatérales) :

- le crédit syndiqué s'élève à 4 milliards d'euros et a une maturité jusqu'en novembre 2020. Il n'a fait l'objet d'aucun tirage au 31 décembre 2017 ;
- les lignes bilatérales représentent 6 150 millions d'euros de disponible avec des maturités s'échelonnant jusqu'en décembre 2020. Le niveau de ces disponibilités est très régulièrement revu pour assurer au Groupe un niveau suffisant de lignes de secours ;
- le montant disponible sur les lignes de crédit avec la Banque Européenne d'Investissement est de 130 millions d'euros. Cette ligne de crédit de 200 millions d'euros a fait l'objet d'un tirage à hauteur de 70 millions d'euros au 31 décembre 2017. Trois autres lignes de crédits ont été tirées intégralement au 31 décembre 2017, pour des montants de 225 millions d'euros, 500 millions d'euros et 500 millions d'euros.

EDF Investissements Groupe bénéficie d'un crédit syndiqué pour un montant de 1 000 millions d'euros (maturité septembre 2020). Au 31 décembre 2017, celui-ci ne fait pas l'objet d'un tirage.

Edison dispose d'une ligne de crédit avec la Banque Européenne d'Investissement pour un montant de 275 millions d'euros (tirée en intégralité),

ainsi qu'une ligne de crédit avec un pool de banques pour un montant de 300 millions d'euros qui n'a pas été tirée au 31 décembre 2017.

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 2017 :

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

n. a. = non applicable.

(1) Le 20 novembre 2017, S&P a revu la perspective d'EDF de stable à négative.

(2) Le 20 novembre 2017, S&P a revu la perspective d'EDF Energy de stable à négative.

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 par des couvertures de marché avec un recours à des instruments financiers dérivés. La couverture des actifs nets en devises respecte un couple rendement/risque, les ratios de couverture variant, selon la devise, entre 36% et 66 % pour les expositions principales. Lorsque les instruments de couverture ne sont pas disponibles ou lorsque leur coût est prohibitif, ces positions de change restent ouvertes. Le risque qu'elles représentent est alors suivi par des calculs de sensibilité ;
- **couverture des flux opérationnels en devises** : de manière générale, les flux générés par les activités opérationnelles d'EDF et de ses filiales sont libellés dans leur devise locale, à l'exception des flux liés aux achats de combustible principalement libellés en dollars américains et de certains flux, de moindres montants, liés à des achats de matériel. Selon les principes édictés par le Cadre stratégique de gestion financière, EDF et ses principales filiales concernées par le risque de change (EDF Energy, EDF Trading, Edison, EDF Énergies Nouvelles) ont à mettre en place des couvertures sur les engagements fermes ou hautement probables liés à ces flux opérationnels futurs.

En conséquence de la politique de financement et de couverture du risque de change, la dette brute du Groupe, au 31 décembre 2017 par devise et après couverture, se décompose comme indiqué dans le tableau ci-après :

STRUCTURE DE LA DETTE BRUTE AU 31 DÉCEMBRE 2017, PAR DEVISE AVANT ET APRES COUVERTURE

31 décembre 2017 (en millions d'euros)	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture ⁽¹⁾	Structure de la dette après couverture	% de la dette
Emprunts libellés en euros (EUR)	27 609	18 454	46 063	81 %
Emprunts libellés en dollars américains (USD)	17 224	(14 752)	2 472	4 %
Emprunts libellés en livres britanniques (GBP)	9 495	(2 331)	7 164	13 %
Emprunts libellés dans d'autres devises	2 518	(1 371)	1 147	2 %
TOTAL DES EMPRUNTS	56 846	-	56 846	100 %

(1) Couverture de dettes et de situations nettes des filiales étrangères.

Le tableau ci-dessous présente l'impact en capitaux propres d'une variation des taux de change sur la dette brute du Groupe au 31 décembre 2017.

SENSIBILITÉ DE LA DETTE BRUTE DU GROUPE AU RISQUE DE CHANGE

31 décembre 2017 (en millions d'euros)	Dettes après instruments de couverture convertie en euros	Impact d'une variation défavorable de 10 % du cours de change	Dettes après variation défavorable de 10 % du cours de change
Emprunts libellés en euros (EUR)	46 063	-	46 063
Emprunts libellés en dollars américains (USD)	2 472	247	2 719
Emprunts libellés en livres britanniques (GBP)	7 164	716	7 880
Emprunts libellés dans d'autres devises	1 147	115	1 262
TOTAL DES EMPRUNTS	56 846	1 078	57 924

Du fait de la politique de couverture du risque de change, sur la dette brute du Groupe, le compte de résultat des sociétés sous contrôle du Groupe est marginalement exposé au risque de change.

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

POSITION DES ACTIFS NETS

31 décembre 2017 ⁽¹⁾ (en millions de devises)	Actifs nets	Emprunts obligataires	Dérivés	Actifs nets après gestion
USD	4 426	3 200	(1 380)	2 606
CHF (Suisse)	713	-	468	245
GBP (Royaume-Uni)	14 411	5 435	(177)	9 153
CLP (Chili)	1 135	-	-	1 135
PLN (Pologne)	340	-	305	35
BRL (Brésil)	1 066	-	-	1 066
CNY (Chine)	10 028	-	-	10 028

(1) Actifs nets : vision au 31 décembre 2017 ; dérivés et emprunts obligataires : vision au 31 décembre 2017. Les situations nettes listées excluent certaines expositions non significatives.

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

Le tableau ci-après présente le risque de perte de change, en capitaux propres, sur les actifs nets en devises des principales filiales du Groupe au 31 décembre 2017. Le risque de perte de change est adossé à l'hypothèse d'évolution défavorable et uniforme de 10 % du taux de change euro contre devise. Les actifs nets sont convertis aux taux de clôture et les impacts sont indiqués en valeur absolue.

SENSIBILITÉ DES ACTIFS NETS AU RISQUE DE CHANGE

(en millions de devises)	Au 31 décembre 2017			Au 31 décembre 2016		
	Actifs nets après gestion en devise	Actifs nets après gestion convertis en euros	Impact, en capitaux propres, d'une variation de 10 % du cours de change	Actifs nets après gestion en devise	Actifs nets après gestion convertis en euros	Impact, en capitaux propres, d'une variation de 10 % du cours de change
USD	2 606	2 173	217	2 857	2 710	271
CHF (Suisse)	245	209	21	169	157	16
GBP (Royaume-Uni)	9 153	10 316	1 032	8 058	9 412	941
CLP (Chili)	1 135	2	-	2 607	4	-
PLN (Pologne)	35	8	1	164	37	4
BRL (Brésil)	1 066	268	27	1 377	401	40
CNY (Chine)	10 028	1 285	129	10 141	1 385	139

Le risque de change sur les actifs financiers disponibles à la vente (titres AFS) est essentiellement localisé dans le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF qui fait l'objet d'une analyse dans la section 5.1.6.1.6 « Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA ».

Le risque de change associé aux placements de trésorerie en devises et aux créances et dettes d'exploitation en devises reste contenu pour le Groupe au 31 décembre 2017.

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

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

Au 31 décembre 2017, la dette du Groupe après instruments de couverture se répartit en 55,3 % à taux fixe et 44,7 % à taux variable.

Une augmentation annuelle uniforme des taux d'intérêt de 1 % entraînerait une augmentation des charges financières d'environ 254 millions d'euros sur la base de la dette brute à taux variable à fin 2017 après couverture.

Le coût moyen de la dette Groupe (taux d'intérêt pondéré des encours) s'établit à 2,95 % fin 2017.

Le tableau ci-après présente la structure de la dette du Groupe ainsi que l'impact de variation de 1 % du taux d'intérêt au 31 décembre 2017. L'impact de la variation des taux d'intérêt est en diminution de 49 millions d'euros par rapport à 2016.

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

31 décembre 2017 (en millions d'euros)	Structure initiale de la dette	Incidences des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture	Impact, en résultat, d'une variation de 1 % des taux d'intérêt
À taux fixe	52 900	(21 469)	31 431	-
À taux variable	3 946	21 469	25 415	254
TOTAL DES EMPRUNTS	56 846	-	56 846	254

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

SENSIBILITÉ AU RISQUE DE TAUX DES TITRES À TAUX VARIABLE

31 décembre 2017 (en millions d'euros)	Valeur	Impact, en résultat, d'une variation de 1 % des taux d'intérêt	Valeur après variation de 1 % des taux d'intérêt
TITRES À TAUX VARIABLE	1 205	(12)	1 193

Par ailleurs, le risque de taux d'intérêt du Groupe est notamment lié à la valeur des engagements à long terme du Groupe dans le domaine du nucléaire (voir la note 29 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2017) et ses engagements en matière de retraite et autres dispositions spécifiques en faveur du personnel (voir note 31 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2017), qui sont actualisés avec des taux d'actualisation qui dépendent des taux d'intérêt aux différents horizons de temps, ainsi qu'aux titres de créances détenus dans le cadre de la gestion des actifs dédiés constitués pour couvrir ces engagements (voir section 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 5.1.6.1.6 « Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA ».

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

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

Les actifs couvrant les engagements sociaux d'EDF sont investis à hauteur de 30,9 % en actions fin 2017, soit un montant actions de 3,6 milliards d'euros.

Au 31 décembre 2017, les deux fonds de pensions mis en place par EDF Energy (*EDF Energy Pension Scheme* et *EDF Energy Group Electricity Supply Pension Scheme*) sont investis à hauteur de 38,0 % et 33,6 % en actions et fonds actions, ce qui représente un montant actions de 654 millions de livres sterling.

Au 31 décembre 2017, les fonds de British Energy sont investis à hauteur de 25,0 % en actions et fonds actions, soit un montant actions de 1 688 millions de livres sterling.

Fonds CENG

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

Gestion de trésorerie long terme d'EDF

Dans le cadre de sa gestion de trésorerie long terme, EDF a maintenu sa stratégie d'allègement des placements corrélés actions, ce qui conduit au 31 décembre 2017 à une position non significative très inférieure à 1 million d'euros.

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 2017.

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

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

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

Principes de gouvernance et de gestion

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

L'allocation stratégique est déterminée à partir d'études actif/passif dont l'objectif est de définir le portefeuille cible le plus adapté à la problématique de financement des engagements nucléaires de long terme. L'allocation stratégique est validée par le Conseil d'administration d'EDF et revue tous les trois ans, sauf circonstances particulières. Depuis 2013, cette allocation cible se compose d'un portefeuille financier et, pour environ un quart, d'actifs non cotés (19,2 % effectivement atteint au 31 décembre 2017). Les actifs non cotés sont gérés par EDF Invest (créé en 2013 suite au décret du 24 juillet 2013) et sont constitués d'infrastructures, d'immobilier et de fonds d'investissement.

Le portefeuille financier comporte deux sous-portefeuilles « actions » et « obligations », eux-mêmes décomposés en « classes d'actifs secondaires » ou « poches » correspondant à des marchés spécifiques. L'allocation stratégique du portefeuille financier est de 49 % d'actions internationales et 51 % d'obligations.

Un indice de référence est fixé pour le suivi de la performance et le contrôle du risque du portefeuille financier :

- pour le sous-portefeuille actions : *MSCI World AC DN* couvert en euro à 50 % hors devises pays émergents ;
- pour le sous-portefeuille taux : composite 60 % Citigroup EGBI et 40 % Citigroup EuroBIG corporate.

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

Enfin, la créance CSPE a été affectée aux actifs dédiés le 13 février 2013 (voir note 47 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017).

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

- le pilotage de l'exposition entre les sous-portefeuilles « actions » et « obligations » ;
- la répartition par « classe d'actifs secondaires » au sein de chaque sous-portefeuille ;
- le choix des OPCVM qui intègre le souci de diversification :
 - ♦ par style (valeurs de croissance, valeurs décotées, valeurs de rendement),
 - ♦ par taille de capitalisation (grandes valeurs, moyennes et petites valeurs),
 - ♦ par processus d'investissement (approche macroéconomique et sectorielle, sélection de valeurs en « quantitatif », etc...),
 - ♦ par support d'investissement à des fins de respect de ratio d'emprise ;
- pour les obligations, un choix de titres détenus en direct, de mandats et d'OPCVM intégrant le souci de diversification :
 - ♦ par type d'émission (taux fixes, taux indexés),
 - ♦ par nature d'instruments (emprunts d'État ou supranationaux, obligations foncières et *covered bonds*, obligations d'entreprises),
 - ♦ par émetteur et par maturité.

La politique de répartition du portefeuille financier élaborée par le Comité de gestion opérationnelle¹ 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.

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

Évolution du portefeuille sur l'année 2017

Le 31 mars 2017, après avoir obtenu les autorisations des autorités compétentes en matière de contrôle des concentrations, EDF a finalisé avec la Caisse des Dépôts et CNP Assurances la cession de 49,9 % du capital de la Coentreprise de transport d'électricité (CTE), détenant la totalité des titres de RTE depuis décembre 2016. L'opération a été réalisée sur la base d'une valorisation de 8,2 milliards d'euros pour 100 % des fonds propres de RTE. Au terme de cette opération, l'intégralité de la participation détenue par EDF dans la holding CTE, soit 50,1 %, est désormais affectée aux actifs dédiés au sein d'EDF Invest.

En 2017, EDF Invest a poursuivi la constitution de son portefeuille en infrastructures, immobilier et fonds d'investissement.

Notamment, en avril 2017, le Conseil d'administration d'Atlantia a accepté l'offre engageante du consortium composé d'Allianz, EDF Invest et du fonds d'investissement DIF portant sur 5 % du capital d'Autostrade per l'Italia.

La finalisation de la transaction est intervenue en juillet 2017, le consortium ayant finalement porté sa participation à 6,94 % du capital d'Autostrade per l'Italia contre les 5 % initialement prévus, suite à l'exercice d'une option d'achat accordée par Atlantia.

Autostrade per l'Italia est l'un des plus grands gestionnaires de concessions autoroutières d'Europe, représentant plus de 50 % du réseau autoroutier italien et 61 % des kilomètres parcourus en Italie. Le réseau d'Autostrade per l'Italia comprend environ 3 000 km de routes à travers 16 régions italiennes et un total de 21 autoroutes.

En juin et septembre 2017, EDF Invest a acquis une participation minoritaire aux côtés de Beni Stabili, filiale italienne de Foncière des Régions, et de Predica dans Central Sicaf qui gère un portefeuille de bureaux et de locaux techniques intégralement loués à Telecom Italia et auparavant détenu à 100 % par Beni Stabili.

En octobre 2017, EDF Invest a finalisé, aux côtés de KKR Infrastructure, l'acquisition d'une participation minoritaire dans l'opérateur de parcs de stationnement néerlandais Q-Park NV.

Q-Park est l'un des principaux opérateurs de parcs de stationnement en Europe avec plus de 870 000 places de parkings dans plus de 6 300 emplacements répartis dans 10 pays en Europe du Nord-Ouest. La société est spécialisée dans l'investissement, la construction et la gestion de parcs de stationnement de haute qualité à des emplacements stratégiques. Q-Park emploie plus de 2 100 personnes.

En décembre 2017, EDF Invest a acquis 50 % de l'ensemble immobilier Ecowest à Levallois-Perret, loué principalement à la branche Luxe de L'Oréal. Cet immeuble neuf, livré en juin 2017, d'une surface de 59 000 m² et disposant de 1 085 places de stationnement, bénéficie d'une double labellisation environnementale BREEAM Excellent et HQE Exceptionnel.

Ainsi, après quatre ans d'activité, EDF Invest a constitué un portefeuille diversifié d'actifs non cotés de 2,7 milliards d'euros (hors CTE) au 31 décembre 2017. Pour la première fois depuis le lancement d'EDF Invest, la part déployée représente autant que la participation dans CTE. Une description plus complète de l'activité et des actifs d'EDF Invest est disponible sur le site www.edfinvest.com.

Le taux de retour sur investissement (TRI) depuis 2013 du portefeuille d'EDF Invest (hors CTE) est d'environ 11 % en infrastructures ainsi qu'en immobilier, comprenant un *cash yield* récurrent (remontées de cash à EDF SA au sein des actifs dédiés, hors éléments exceptionnels ou cessions partielles) d'environ 7 % en infrastructures notamment.

En infrastructures, avec 1,6 milliard d'euros investis dans 8 transactions en Europe, aux côtés de partenaires de référence sur le marché (des assureurs comme Allianz, des institutionnels tels que GIC, le fonds souverain singapourien ou des industriels comme Atlantia ou SNAM), EDF Invest a montré sa capacité à se déployer de manière paneuropéenne (6 pays) et multisectorielle.

En immobilier, avec 0,7 milliard d'euros investis dans plus de 10 transactions en France, en Allemagne et en Italie, EDF Invest est reconnu par le marché comme un investisseur institutionnel en capacité de se positionner sur des opérations de taille significative, comme l'attestent notamment les transactions réalisées cette année.

L'évolution du portefeuille financier est décrite ci-dessous dans le paragraphe « Performance du portefeuille des actifs dédiés d'EDF ».

Au 31 décembre 2017, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 108,5 %.

Des retraits pour un montant de 378 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir en 2017 (377 millions d'euros en 2016). L'obligation réglementaire de dotation (article 2-IV du décret n° 2007-243 modifié) au titre de 2016 de 1 095 millions d'euros a été réalisée en mars 2017, conformément au courrier du 10 février 2017 des ministres de l'Économie et des Finances, et de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer (dotation nulle en 2016). Au titre de 2017, l'obligation réglementaire de dotation aux actifs dédiés s'élève à 386 millions d'euros (atteinte des 110 % de couverture des provisions) et sera réalisée courant 2018.

Composition et performance du portefeuille des actifs dédiés d'EDF

COMPOSITION ANALYTIQUE DU PORTEFEUILLE

	31/12/2017	31/12/2016
Sous-portefeuille actions	35,5 %	31,1 %
Sous-portefeuille obligataire	33,0 %	26,8 %
Sous-portefeuille trésorerie	0,4 %	3,5 %
CSPE après couverture	11,9 %	16,7 %
Actifs non cotés (EDF Invest)	19,2 %	21,9 %
TOTAL	100 %	100 %

Au 31 décembre 2017, la valeur globale du portefeuille s'élève à 28 115 millions d'euros, contre 25 677 millions d'euros à fin décembre 2016.

La composition du portefeuille financier est également présentée en note 47 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2017.

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

Catégories (en millions d'euros)	31 décembre 2017		31 décembre 2016	
	Valeur nette comptable ⁽¹⁾	Valeur de réalisation	Valeur nette comptable ⁽¹⁾	Valeur de réalisation
Obligations États OCDE et assimilées	4 261	4 363	3 167	3 335
Obligations personnes morales OCDE hors États	618	636	542	593
OPCVM investissant dans les deux catégories précédentes	4 352	4 544	3 910	4 058
OPCVM non exclusivement obligations OCDE	8 230	9 785	6 059	7 790
Couvertures, dépôts, sommes à recevoir	-	30	(18)	(18)
TOTAL PORTEFEUILLE PRODUITS FINANCIERS	17 461	19 358	13 660	15 758
CTE (holding détenant 100 % des titres RTE) ⁽²⁾	2 705	2 705	3 905	3 905
Autres titres non cotés et immobilier	2 427	2 703	1 530	1 728
TOTAL EDF INVEST	5 132	5 408	5 435	5 633
CSPE après couverture	3 294	3 349	4 182	4 286
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS	25 887	28 115	23 277	25 677

(1) Valeur nette comptable dans les comptes sociaux.

(2) Au 31/12/2017, les actifs dédiés détiennent 50,1 % (75,9 % au 31/12/2016) de la Coentreprise de Transport d'Électricité (CTE).

PERFORMANCE DU PORTEFEUILLE DES ACTIFS DÉDIÉS D'EDF

Le tableau ci-dessous présente la performance par portefeuille au 31 décembre 2017 et 31 décembre 2016 :

(en millions d'euros)	31/12/2017 Valeur boursière ou de réalisation	Performance de l'exercice 2017		31/12/2016 Valeur boursière ou de réalisation	Performance de l'exercice 2016	
		Portefeuille	Indice de référence ⁽¹⁾		Portefeuille	Indice de référence ⁽¹⁾
Sous-portefeuille actions	9 972	12,9 %	13,0 %	7 992	7,8 %	9,8 %
Sous-portefeuille taux	9 282	2,1 %	0,8 %	6 866	4,3 %	3,8 %
TOTAL PORTEFEUILLE FINANCIER	19 254	7,7 %	6,6 %	14 858	6,2 %	6,8 %
Sous-portefeuille trésorerie	104	-0,1 %	-0,4 %	900	0,2 %	-0,3 %
TOTAL PORTEFEUILLE FINANCIER ET TRÉSORERIE	19 358	7,7 %	-	15 758	5,9 %	-
CSPE après couverture	3 349 ⁽²⁾	0,4 %	-	4 286 ⁽²⁾	4,2 % ⁽²⁾	-
EDF INVEST ⁽³⁾	5 408	8,9 %	-	5 633	40,1 % ⁽⁵⁾	-
dont titres CTE affectés ⁽⁴⁾	2 705	7,3 %	-	3 905	55,4 % ⁽⁵⁾	-
dont autres actifs non cotés	2 703	11,2 %	-	1 728	7,9 %	-
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS	28 115	6,6 %	-	25 677	11,1 % ^{(5) (6)}	-

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

(2) Dont 55 millions d'euros de réévaluation au 31/12/2017 (103 millions d'euros de réévaluation suite à la plus-value de 22 millions d'euros constatée sur les 872 millions d'euros de créance cédée au 31/12/2016). Avant réévaluation de la créance, sa performance 2016 était de 1,7 %.

(3) Performance sur les actifs détenus en début d'année.

(4) Au 31/12/2017, 50,1 % de la participation du Groupe dans la Coentreprise de Transport d'Électricité (CTE), holding détenant 100 % des titres RTE. Au 31/12/2016, 75,9 % de la participation du Groupe dans CTE.

(5) Hors réévaluation liée à l'opération CTE, la performance de RTE sur l'année 2016 était de 1,6 %, celle d'EDF Invest de 3,8 % et celle du total des actifs dédiés de 5,2 %. La performance en 2017 est liée à la valorisation définitive correspondant à la finalisation de la cession réalisée le 31 mars 2017.

(6) Y compris réévaluations de RTE et de la créance CSPE ; 4,8 % hors de ces deux réévaluations. La performance des actifs dédiés hors RTE était de de 5,7 % au 31/12/2016.

L'année 2017 avait commencé dans un climat de grande incertitude politique en Europe. Mais exception faite de quelques tensions passagères sur les Obligations Assimilables du Trésor (OAT) juste avant les élections présidentielles françaises, les marchés n'ont, au final, eu à subir que peu de tensions. Il faut dire que les résultats des élections ont été globalement conformes aux espoirs des intervenants. Ce calme politique, après une année 2016 plus inattendue, couplé avec une croissance économique mondiale synchronisée, l'absence d'inflation et des politiques monétaires qui restent très généreuses, a été largement salué par les investisseurs. Ainsi, 2017 aura été une année boursière exceptionnelle. Le marché américain a clôturé sur un nouveau record 62 fois sur les 251 jours de bourse de l'année, soit près d'un jour sur quatre. Le marché japonais est à un plus haut de 25 ans. En Europe, le Dax (certes aidé par le réinvestissement des dividendes) est aussi à un niveau record. Pour l'instant l'horizon semble dégagé. Les hausses de taux de la Fed qui devraient se poursuivre en 2018, la réduction du rythme d'achat de titres par la BCE n'ont pas entamé, à ce jour, l'optimisme des marchés. Une preuve de cet optimisme réside dans le très faible niveau de volatilité observé : le VIX (indice de la volatilité sur le marché actions américain) s'est établi en moyenne à 11 % sur l'année, niveau jamais atteint à ce jour sur une aussi longue période. De même, la volatilité de l'indice de référence des actifs dédiés s'est inscrite à 3,4 %. Elle était de 7,6 % un an plus tôt.

Dans ce contexte, la politique d'investissement menée au sein du portefeuille financier a porté ses fruits avec une progression de + 7,7 %. Cette performance est à comparer à celle du benchmark composite qui affiche une progression de + 6,6 %. La surperformance ainsi réalisée provient en premier lieu d'un positionnement prudent en termes de sensibilité et d'exposition aux emprunts d'État cœur Euro dans un contexte de légère remontée des taux longs gouvernementaux. Le portefeuille crédit a également très fortement surperformé son indice de référence grâce à une exposition significative aux titres subordonnés bancaires. Enfin, la très légère surexposition actions conservée au cours de l'année a été favorable puisque la performance de l'indice *MSCI World All Country* Dividende Net Réinvesti couvert en euro à 50 % hors devises des pays émergents a été de + 13,0 % contre une hausse de seulement + 0,8 % pour la partie obligataire de l'indice de référence (60 % Citigroup EGBI et 40 % Citigroup EuroBIG corporate). Enfin la gestion dynamique des supports d'investissement du portefeuille actions a été particulièrement favorable puisqu'après une année médiocre en 2016, la réallocation vigoureuse, en début d'année, vers des gestions actions actives très performantes, tant sur la zone Europe que sur la zone Japon s'est révélée judicieuse. Les surperformances des gérants ont, en effet, été au rendez-vous sur ces régions – plus de 3,5 % au Japon, plus de 1,5 % en Europe.

En 2017, les actifs dédiés ont enregistré une performance globale après impôt (impacts réserves et résultat) de + 1 035 millions d'euros, dont + 733 millions d'euros sur le portefeuille financier et la trésorerie (+ 1 319 millions d'euros avant impôt), + 35 millions d'euros pour la CSPE après couverture (+ 63 millions d'euros avant impôt) et + 267 millions d'euros pour EDF Invest (dont + 210 millions d'euros pour les titres CTE/RTE affectés).

Exposition des actifs dédiés aux risques

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

La valeur de marché du sous-portefeuille actions des actifs dédiés d'EDF à fin décembre 2017 s'élève à 9 972 millions d'euros. La volatilité du sous-portefeuille actions des actifs dédiés peut être estimée au travers de la volatilité de son indice de référence. Cette volatilité s'établissait à fin décembre 2017 à 6,0 % sur la base de 52 performances hebdomadaires, comparée à 15,2 % à fin 2016. En appliquant cette volatilité à la valeur des actifs actions à la même date, le Groupe estime la volatilité annuelle de la part actions des actifs dédiés à 598 millions d'euros. Cette volatilité affecterait les capitaux propres du Groupe.

À fin décembre 2017, la sensibilité du sous-portefeuille taux (9 282 millions d'euros) s'établissait à 5,08, ce qui signifie qu'une hausse uniforme des taux d'intérêt de 100 points de base se traduirait par une diminution de sa valeur de marché de 472 millions d'euros, qui serait constatée dans les capitaux propres du Groupe. La sensibilité était de 4,89 à fin décembre 2016. La sensibilité du sous-portefeuille taux est donc nettement inférieure à celle de l'indice de référence (6,5).

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, décrit la gouvernance associée au suivi de ce risque et l'organisation de la gestion et du suivi du risque de contrepartie. La politique prévoit aussi la réalisation d'une consolidation mensuelle des expositions du Groupe, avec une actualisation mensuelle pour des activités de marchés financiers et énergies et trimestrielle pour les autres activités. Le département Contrôle des Risques Financiers et Investissements (CRFI) réalise un suivi étroit des contreparties du Groupe (point quotidien sur les alertes et prise de mesures particulières avec certaines contreparties).

Le tableau ci-dessous détaille la répartition par classe de *rating* des expositions consolidées du groupe EDF au risque de contrepartie. À fin septembre 2017, les expositions du Groupe sont à 79 % sur des contreparties de classe *investment grade*, notamment en raison de la prépondérance d'expositions générées par l'activité trésorerie et gestion d'actifs, les placements étant effectués essentiellement sur des actifs peu risqués :

	Bonne qualité de crédit	Faible qualité de crédit	Sans notation interne	Total
au 31/03/2017	80 %	12 %	8 %	100 %
au 30/09/2017	79 %	12 %	9 %	100 %

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

	Achats	Assurances	Distribution et vente	Trésorerie et gestion d'actifs	Achats de combustible et trading d'énergies	Total
au 31/03/2017	13 %	0 %	10 %	71 %	6 %	100 %
au 30/09/2017	14 %	1 %	8 %	71 %	6 %	100 %

Les expositions des activités de *trading* d'énergie sont concentrées sur EDF Trading. Chaque contrepartie de cette filiale se voit attribuer une limite en fonction de sa solidité financière. Différents moyens de réduction du risque de contrepartie sont mis en œuvre au sein d'EDF Trading, notamment des accords de *netting* des positions, des accords de *cash* collatéral et la mise en place de garanties bancaires ou d'affiliés.

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

Dans un contexte politique et financier toujours incertain en zone euro, EDF a poursuivi une politique prudente de gestion des placements de sa trésorerie vis-à-vis des pays périphériques. Hors actifs dédiés, les achats de dette souveraine sont limités pour l'Italie et l'Espagne à des échéances maximales de trois ans. Seules les contreparties bancaires, souveraines et *corporate* de bonne qualité de crédit sont autorisées pour des montants et des maturités restreints.

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 et principe général de couverture

Le dispositif de contrôle des risques marchés énergies s'appuie, pour les entités dont le Groupe assure le contrôle opérationnel, sur :

- un système de gouvernance et de mesure de l'exposition aux différents risques marchés, séparant clairement les responsabilités de gestion et de contrôle des risques ;
- une délégation explicite donnée à chaque entité, définissant notamment des stratégies de couverture et les limites de risques associées. Cet exercice permet au Comité exécutif de caractériser et suivre annuellement le profil de risque consolidé sur ce périmètre en cohérence avec les objectifs financiers et de piloter ainsi la gestion opérationnelle des risques marchés énergies sur les horizons de marchés (typiquement trois ans).

Le principe général de couverture repose sur :

- un *netting* des positions amont/aval ; chaque fois que possible couverture des ventes aux clients finals par cession interne ;
- une fermeture graduelle des positions nettes avant l'année budgétaire, sur la base d'une trajectoire de couverture définie¹ permettant de capturer un prix moyen, avec une surpondération possible de l'année N-1 compte-tenu des contraintes de liquidité sur les marchés à terme.

En ce qui concerne l'électricité France, EDF est exposé à une très forte incertitude sur son exposition nette du fait de l'optionnalité du mécanisme ARENH. Les volumes souscrits n'étant connus que très peu de temps avant la période de livraison, EDF est amené à prendre en compte des hypothèses de souscription incluant des marges de prudence. EDF reste ainsi soumis aux risques de non-réalisation de ses hypothèses, pouvant l'amener à devoir vendre dans l'année budgétaire des volumes réservés et finalement non souscrits ou, à l'inverse, à devoir racheter des volumes vendus en amont du guichet ARENH sur la base d'une hypothèse de non-souscription.

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

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

1. Les cadres de gestion, approuvés chaque année par le Groupe pour chaque entité exposée aux risques marchés énergies, peuvent inclure des schémas d'accélération ou de décélération autorisant à déroger à ces trajectoires définies en cas de franchissement de seuils de prix prédéfinis. Du fait de leur caractère dérogatoire au principe général de couverture graduelle, la mise en place de tels schémas est strictement encadrée.

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 2017. Ils restent néanmoins exposés à un risque non couvrable sur les marchés compte tenu de différents facteurs tels que l'insuffisance de liquidité ou de profondeur des marchés et l'incertitude sur les volumes.

Dans le Groupe, pour les entités contrôlées opérationnellement, les positions sur les marchés énergies sont prises de manière prépondérante par EDF Trading, qui est l'entité de *trading* du Groupe et qui intervient sur les marchés soit pour le compte d'autres entités du Groupe soit pour son activité de *trading* pour compte propre adossée aux actifs industriels du Groupe. En conséquence, EDF Trading est soumis à un cadre de gouvernance et de contrôle strict, notamment la réglementation européenne relative aux sociétés de *trading*.

EDF Trading intervient sur les marchés organisés ou de gré à gré, sur des instruments dérivés tels que les *futures*, *forwards*, *swaps* et options (quelle que soit la qualification comptable au niveau du Groupe). Les expositions d'EDF Trading sur les marchés énergies sont strictement encadrées par un suivi quotidien des limites, supervisées par le *management* de la filiale et par la Direction chargée du contrôle des risques marchés énergies au niveau du Groupe. De plus, des procédures d'alerte automatique des membres du Conseil d'administration d'EDF Trading ont été mises en place en cas de dépassement de limites de risques (limite de valeur en risque) et de pertes (limite *stop-loss*). La valeur en risque (*Value at Risk* ou VaR) désigne une mesure statistique de la perte potentielle maximale de valeur de marché que peut subir un portefeuille en cas d'évolution défavorable des marchés sur une période et avec un intervalle de confiance donnés¹. Les limites spécifiques de capital en risque complètent la VaR pour les domaines (opérations sur marchés illiquides et pour contrats long terme ou structurés) pour lesquels cet indicateur statistique est difficile à mettre en œuvre. La limite *stop-loss* précise l'appétence au risque de l'activité de *trading* en fixant les pertes par rapport au maximum de la marge *trading* atteint sur trois mois glissants. En cas de dépassement de ces limites, le Conseil d'administration d'EDF Trading prend les mesures justifiées, qui peuvent inclure notamment la clôture de certaines positions.

En 2017, la limite de VaR a été revue à la baisse de 50 à 35 millions d'euros suite à une diminution de la volatilité sur les marchés énergies à la sortie de l'hiver 2016-2017, et la limite de capital en risque pour contrats long terme a été réduite de 300 à 250 millions d'euros. Les limites de capital en risque pour opérations sur marchés illiquides ainsi que la limite *stop-loss* sont restées inchangées respectivement à 250 et 180 millions d'euros.

Ces limites n'ont pas été dépassées et EDF Trading a géré ses risques à tout moment dans les limites du mandat confié par EDF. Depuis leur instauration, les *stop-loss* n'ont par ailleurs jamais été activés.

Pour une analyse des couvertures de juste valeur liées aux matières premières du Groupe, voir note 41.4.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017. Pour le détail des contrats dérivés de matières premières non qualifiés de couvertures conclus par le Groupe, voir note 42.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017.

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 OIL². Les garanties offertes par cette mutuelle sont complétées par la captive d'assurance d'EDF, Wagram Insurance Company DAC³, ainsi que par des assureurs et des réassureurs.
- **les dommages aux installations nucléaires du groupe EDF** : en complément des couvertures découlant de la participation d'EDF à la mutuelle OIL, les dommages matériels (y compris suite à un accident nucléaire) affectant les installations nucléaires d'EDF en France et les installations nucléaires d'EDF Energy au Royaume-Uni, ainsi que les frais de décontamination nucléaire, sont couverts par un programme d'assurance Groupe faisant appel notamment, au *pool* atomique français (Assuratome), au *pool* atomique britannique (*Nuclear Risk Insurers* (NRI)), à la mutuelle nucléaire *European Mutual Association for Nuclear Insurance* (EMANI) et à l'assureur Northcourt.

Par ailleurs, en liaison avec les activités de CENG aux États-Unis, EDF Inc. est membre de NEIL⁴.

- **les dommages aux marchandises transportées** : ce programme couvre les dommages aux biens en cours de transport. Il couvre l'ensemble des entités et filiales du Groupe.
- **la responsabilité civile de l'exploitant nucléaire** :

En France, les polices d'assurance souscrites par EDF sont conformes aux lois n° 68-943 du 30 octobre 1968, n° 90-488 du 16 juin 1990 et n° 2006-686 du 13 juin 2006 (loi « TSN »), désormais codifiées dans le Code de l'environnement et qui ont traduit les obligations, en termes de responsabilité civile des exploitants nucléaires, résultant de la convention de Paris (pour plus d'informations sur la réglementation en matière de responsabilité civile d'exploitant nucléaire, voir la section 1.5.6.2.2 « Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base »).

Par la suite, la loi sur la transition énergétique pour la croissance verte (LTE), promulguée le 17 août 2015, a modifié les dispositions des articles L. 597-28 et L. 597-32 du Code de l'environnement et en particulier les limites de la responsabilité civile des exploitants nucléaires qui sont respectivement passées, depuis le 18 février 2016, à 700 millions d'euros pour les installations nucléaires, 70 millions d'euros pour les installations à risques réduits et 80 millions d'euros pour les risques en cours de transport.

Afin de se mettre en conformité avec les nouveaux seuils légaux, EDF a publié un avis de marché le 10 août 2015 sous l'intitulé

1. EDF Trading évalue la VaR par une méthode dite « de Monte Carlo » qui s'appuie sur les volatilités et les corrélations historiques estimées à partir des prix de marché observés sur les 40 derniers jours ouvrés. La limite de VaR s'applique au portefeuille global d'EDF Trading.

2. Oil Insurance Limited.

3. Société irlandaise d'assurance détenue à 100 % par EDF SA.

4. Nuclear Electric Insurance Limited.

« Programme d'assurance responsabilité civile nucléaire (RCN) d'EDF SA » pour l'obtention et la mise en place des garanties d'assurance visant à couvrir sa responsabilité civile nucléaire et la gestion de sinistres associée.

La couverture assurantielle obtenue à l'issue de cet appel d'offres permet au Groupe de répondre aux nouvelles obligations. Elle est ainsi répartie entre le marché de l'assurance nucléaire (AXA, réassurée par Assuratome, *pool* nucléaire français), les captives du Groupe et la mutuelle ELINI.

Cette couverture a pris effet au 18 février 2016 pour une période de trois ans. Compte tenu de l'évolution probable des obligations pesant sur l'exploitant en cours de période (notamment l'entrée en vigueur des protocoles modificatifs des conventions de Paris et de Bruxelles/voir section 1.5.6.2.2), des clauses permettant une sortie du contrat y ont été intégrées.

La gestion de sinistres a été confiée à la mutuelle ELINI, pour son système informatique de traitement des réclamations, et à la société EQUAD, qui dispose des moyens humains et du réseau nécessaires.

Au Royaume-Uni, où EDF Energy exploite des centrales nucléaires, le régime de la responsabilité civile nucléaire de l'exploitant est comparable au régime français. Le Parlement a approuvé le 4 mai 2016 le « *Nuclear Installations Order* » (ordonnance de transposition des protocoles modificatifs susvisés de février 2004), qui apporte sensiblement les mêmes modifications que la loi TSN française en 2006 mais qui, pour l'essentiel, n'entrera en vigueur qu'avec les protocoles.

Ce texte prévoit que les obligations des opérateurs britanniques seront portées de 140 millions de livres sterling (limite actuelle) à l'équivalent de 700 millions d'euros et qu'elles augmenteront progressivement sur une période de cinq années, jusqu'à un plafond de 1,2 milliard d'euros.

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

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

- **la responsabilité civile générale** : ce programme couvre les conséquences pécuniaires subies par des tiers du fait des risques (hors nucléaire) inhérents aux métiers du groupe EDF ;
- **la responsabilité civile des mandataires sociaux** : le programme d'assurances souscrit par EDF couvre les frais de défense et autres conséquences pécuniaires des réclamations de tiers à l'encontre des dirigeants et mandataires sociaux du Groupe dont la responsabilité serait recherchée dans le cadre de leurs fonctions ;
- **les risques construction** : EDF met en place des polices visant à couvrir les risques spécifiques à l'occasion des chantiers (polices tous risques chantier et tous risques montage essai). Ces polices ne font pas partie d'un programme de Groupe mais sont souscrites au cas par cas pour les chantiers importants, tel que l'EPR de Flamanville et Hinkley Point C, la construction ou la rénovation d'unités de production ou de distribution. Le Groupe a mis en place des contrats cadres pour des chantiers concernant des installations similaires (postes sources, centrales hydroélectriques) ;
- **exploration et production** : Edison a mis en place un programme spécifique « Exploration & production » ouvert à l'ensemble des filiales du Groupe. Ce programme couvre les actifs *onshore* et *offshore* en dommages et en responsabilité civile ; il s'articule autour de la garantie apportée par la Mutuelle OIL complétée par des couvertures souscrites sur le marché ;
- **le réseau aérien de distribution d'Enedis** : dans le cadre du renouvellement de la couverture d'assurance tempêtes, Enedis a signé avec Swiss Re, le 27 juin 2016, un contrat d'assurance paramétrique du réseau aérien de distribution contre les conséquences de tempêtes de forte intensité. D'une durée de cinq ans et d'une capacité totale de couverture de 275 millions d'euros, ce contrat innovant de couverture d'assurance déclenche, en cas de sinistre, une indemnisation paramétrique fonction d'un indice composite lié aux vitesses de vent relevées par les stations de Météo France, pondérées par la vulnérabilité du réseau de distribution dans chaque région du périmètre de concession d'Enedis.

Le montant total des primes des assurances d'EDF et des programmes Groupe gérés par EDF Assurances, tous types de couvertures confondus, s'élève à 199 millions d'euros en 2017.

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 2017.

9 PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION

La liste des sociétés consolidées au 31 décembre 2017 figure en note 51 « Périmètre de consolidation » de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2017.

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 2017.

L'organisation du Groupe, en matière de gestion et de contrôle de ses risques, est décrite dans la section 2 du document de référence 2017.

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

Objectifs 2018 confirmés

Le Groupe poursuit le déploiement de son plan stratégique et confirme ses objectifs pour 2018 ¹ :

- **Charges opérationnelles** ² : réduction de 800 millions d'euros par rapport à 2015 ;
- **EBE** ³ : compris entre 14,6 et 15,3 milliards d'euros ;
- **Cash flow** ^{3 4} hors Linky, nouveaux développements et plan de cession d'actifs 2015-2020 : légèrement positif ou proche de l'équilibre ;
- **Investissements nets** hors Linky, nouveaux développements et plan de cession d'actifs 2015-2020 : environ 11 milliards d'euros ;
- **Investissement nets totaux** hors acquisitions et plan de cession d'actifs 2015-2020 : inférieur ou égal à 15 milliards d'euros ;
- **Plan de cession d'actifs** : environ 10 milliards d'euros sur 2015-2018 ⁵
- **Endettement financier net/EBE** ³ : inférieur ou égal à 2,7x ;
- **Taux de distribution cible du résultat net courant** ⁶ : 50 %.

Objectifs au-delà de 2018

En 2019, dans un contexte marqué par un recul attendu de la production nucléaire en France par rapport à 2018, les mesures de réduction des charges opérationnelles ² seront amplifiées, l'objectif étant revu à la hausse à 1,1 milliard d'euros par rapport à 2015.

Le taux de distribution cible 2019 du résultat net courant ⁶ est confirmé à 45 %-50 %.

1. Cf. communiqué de presse du 13 novembre 2017.

2. Somme des charges de personnel et des autres consommations externes. À périmètre et taux de change comparables. À taux d'actualisation retraites constants. Hors variation des charges opérationnelles des activités de services.

3. À taux de change comparable et climat « normal », sur la base d'une hypothèse de production nucléaire France > 395 TWh. À taux d'actualisation retraites constants.

4. Hors éventuel acompte sur dividende au titre de l'année fiscale 2018.

5. Cessions signées ou réalisées.

6. Ajusté de la rémunération des emprunts hybrides comptabilisée en fonds propres.