

RAPPORT D'ACTIVITÉ 2015

-

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.....	10
2.4	CONDITIONS CLIMATIQUES : TEMPÉRATURES ET PLUVIOMÉTRIE.....	10
3	ÉVÉNEMENTS MARQUANTS DE L'ANNÉE 2015	11
3.1	DÉCISION DE LA COMMISSION EUROPÉENNE CONCERNANT LE TRAITEMENT FISCAL DES PROVISIONS CRÉÉES ENTRE 1987 ET 1996 POUR LE RENOUVELLEMENT DES OUVRAGES DU RÉSEAU D'ALIMENTATION GÉNÉRALE (RAG).....	11
3.2	MISE EN CONCURRENCE DES CONCESSIONS HYDROÉLECTRIQUES EN FRANCE.....	12
3.3	DÉVELOPPEMENT STRATÉGIQUE.....	12
3.4	PARTICIPATIONS ET PARTENARIATS.....	12
3.5	PROJETS D'INVESTISSEMENT.....	16
3.6	ENVIRONNEMENT RÉGLEMENTAIRE.....	18
3.7	AUTRE ÉVÉNEMENT MARQUANT.....	22
3.8	GOUVERNANCE - CONSEIL D'ADMINISTRATION.....	23
4	ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE.....	23
5	ANALYSE DE L'ACTIVITÉ ET DU COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ POUR 2014 ET 2015.....	24
5.1	CHIFFRE D'AFFAIRES.....	25
5.2	EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION (EBE).....	28
5.3	RÉSULTAT D'EXPLOITATION.....	31
5.4	RÉSULTAT FINANCIER.....	33
5.5	IMPÔTS SUR LES RÉSULTATS.....	34
5.6	QUOTE-PART DE RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES ASSOCIÉES ET DES COENTREPRISES.....	34
5.7	RÉSULTAT NET ATTRIBUABLE AUX PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE.....	34
5.8	RÉSULTAT NET PART DU GROUPE.....	34
5.9	RÉSULTAT NET COURANT.....	34
6	ENDETTEMENT FINANCIER NET, FLUX DE TRÉSORERIE ET INVESTISSEMENTS.....	35
6.1	CASH FLOW OPÉRATIONNEL.....	36
6.2	VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT.....	36
6.3	INVESTISSEMENTS NETS.....	37
6.4	RÉSEAU D'ALIMENTATION GÉNÉRALE (RAG).....	38
6.5	ACTIFS DÉDIÉS.....	38
6.6	CASH FLOW AVANT DIVIDENDES.....	38
6.7	DIVIDENDES VERSÉS EN NUMÉRAIRE.....	38
6.8	CASH FLOW GROUPE.....	39
6.9	EFFET DE LA VARIATION DE CHANGE.....	39
6.10	ENDETTEMENT FINANCIER NET.....	39
6.11	RATIOS FINANCIERS.....	39
7	GESTION ET CONTRÔLE DES RISQUES MARCHÉS	39
7.1	GESTION ET CONTRÔLE DES RISQUES FINANCIERS.....	39
7.2	GESTION ET CONTRÔLE DES RISQUES MARCHÉS ÉNERGIES.....	51
7.3	GESTION DES RISQUES ASSURABLES.....	52
8	OPÉRATIONS AVEC LES PARTIES LIÉES	54
9	PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION	54
10	PRINCIPAUX RISQUES ET INCERTITUDES.....	54
11	PERSPECTIVES FINANCIÈRES.....	55

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 2015 sont préparés conformément aux normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 31 décembre 2015. 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 au 31 décembre 2015.

Les informations financières présentées dans ce document sont issues des comptes consolidés au 31 décembre 2015 du groupe EDF.

Les données comparatives 2014 présentées dans l'annexe aux comptes consolidés sont retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective de l'interprétation IFRIC 21 « Droits ou taxes ». Cette interprétation est d'application obligatoire au 1^{er} janvier 2015 et appliquée de façon rétrospective conformément à IAS 8 « Méthodes comptables, changements d'estimations comptables et erreurs ».

La conséquence principale pour le Groupe de ce changement de méthode comptable est la comptabilisation de certaines taxes qui n'est désormais plus étalée sur l'année mais effectuée dès la survenance du fait générateur de ces taxes, sur le premier semestre de l'année dans la plupart des cas.

Les taxes concernées par ce changement de comptabilisation relèvent essentiellement de l'exploitation des activités du groupe EDF en France. Il s'agit notamment des taxes dont le fait générateur intervient au 1^{er} janvier telles que la taxe sur les installations nucléaires, l'imposition forfaitaire sur les entreprises de réseaux (IFER), la taxe foncière, la taxe sur les pylônes et la taxe hydraulique.

L'application de l'interprétation IFRIC 21 n'a pas d'effet significatif sur les comptes consolidés annuels.

Les chiffres clés du Groupe pour l'exercice 2015 sont présentés ci-après.

Extrait des comptes de résultat consolidés

	2015	2014 ⁽¹⁾	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
<i>(en millions d'euros)</i>					
Chiffre d'affaires	75 006	73 383	1 623	+ 2,2	- 1,8
Excédent brut d'exploitation (EBE)	17 601	17 279	322	+ 1,9	- 0,6
Résultat d'exploitation	4 280	7 984	(3 704)	- 46,4	- 48,8
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	1 692	5 433	(3 741)	- 68,9	- 71,3
Résultat net part du Groupe	1 187	3 701	(2 514)	- 67,9	- 69,7
Résultat net courant ⁽²⁾	4 822	4 852	(30)	- 0,6	- 2,1

(1) Les transactions d'EDF Energy sur les marchés de gros d'électricité hors activités de trading dont la position nette était vendeuse au 31 décembre 2014, ont été reclassées des achats d'énergies en chiffre d'affaires pour un montant de 509 millions d'euros.

(2) Le résultat net courant n'est pas défini par les normes IFRS et n'apparaît pas en lecture directe dans les comptes de résultat consolidés 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 des bilans consolidés

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2015	31/12/2014 ⁽¹⁾
Actif immobilisé	149 439	146 078
Stocks et clients	36 973	37 923
Autres actifs	69 536	65 567
Trésorerie, autres actifs liquides, prêt à RTE et aux sociétés en contrôle conjoint	22 993	18 361
Actifs détenus en vue de la vente	-	18
TOTAL DE L'ACTIF	278 941	267 947
Capitaux propres - part du Groupe	34 749	35 246
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	5 491	5 419
Passifs spécifiques des concessions	45 082	44 346
Provisions	75 327	73 850
Emprunts et dettes financières	60 388	52 569
Autres passifs	57 904	56 517
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente	-	-
TOTAL DU PASSIF	278 941	267 947

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2014 ont été retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective de l'interprétation IFRIC 21.

Cash flow Groupe

<i>(en millions d'euros)</i>	2015	2014	Variation en valeur	Variation en %
Cash flow Groupe ⁽¹⁾	(2 064)	(4 007)	1 943	+ 48,5

(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, impact de la décision de la Commission européenne (RAG), dotations et retraits sur actifs dédiés et dividendes.

Informations relatives à l'endettement financier net

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2015	31/12/2014	Variation en valeur	Variation en %
Emprunts et dettes financières	64 183	55 652	8 531	+ 15,3
Dérivés de couvertures des dettes	(3 795)	(3 083)	(712)	+ 23,1
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(4 182)	(4 701)	519	- 11,0
Actifs financiers disponibles à la vente - Actifs liquides	(18 141)	(12 990)	(5 151)	+ 39,7
Prêt à RTE	(670)	(670)	-	-
ENDETTEMENT FINANCIER NET ⁽¹⁾	37 395	34 208	3 187	+ 9,3

(1) L'endettement financier net n'est pas défini par les normes comptables et n'apparaît pas en lecture directe dans les bilans consolidés 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. Il prend également en compte le prêt du Groupe à RTE.

2 ÉLÉMENTS DE CONJONCTURE

2.1 ÉVOLUTION DES PRIX DE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ ET DES PRINCIPALES SOURCES D'ÉNERGIE

Dans un marché européen de plus en plus 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 2015, les prix *spot* de l'électricité en Europe ont été globalement supérieurs à ceux de l'année 2014. Les températures plus marquées en 2015, avec un premier trimestre plus froid et un été plus chaud par rapport à 2014, ont contrebalancé la pression baissière sur les prix liée au recul des prix des combustibles. Seuls les prix *spot* allemands ont été en recul en raison d'une production d'origine renouvelable en forte hausse.

2.1.1 Prix *spot* de l'électricité en Europe¹

	France	Royaume-Uni	Italie	Allemagne	Belgique
Moyenne 2015 en base (€/MWh)	38,5	55,7	52,3	31,6	44,7
Variation 2015/2014 des moyennes en base	+ 11,1 %	+ 6,7 %	+ 0,4 %	- 3,5 %	+ 9,5 %
Moyenne 2015 en pointe (€/MWh)	46,6	61,8	58,6	39,1	54,0
Variation 2015/2014 des moyennes en pointe	+ 6,4 %	+ 5,3 %	0,0 %	- 4,7 %	+ 11,1 %

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

En **France**, les prix *spot* de l'électricité se sont établis en moyenne à 38,5 €/MWh sur 2015, en hausse de 3,8 €/MWh par rapport à l'année dernière. Cette augmentation des prix s'explique principalement par des températures plus froides de 1,8 °C au premier trimestre 2015 et plus chaudes de 0,7 °C au troisième trimestre 2015 par rapport aux mêmes trimestres 2014, et par une hydraulité en recul.

La hausse de la demande au premier trimestre a été satisfaite en partie par une utilisation accrue des moyens thermiques à flamme. En dépit de cette hausse de la demande, l'augmentation des prix *spot* a été limitée par la baisse des prix du gaz et du charbon. Les prix *spot* du deuxième et du dernier trimestre ont été relativement proches de ceux de 2014, avec un recul de la consommation par rapport à 2014 pendant les mois de mai (nombreux ponts) et décembre (température très au dessus des normales du mois).

Enfin, l'année 2015 a été marquée par une disponibilité nucléaire stable, une hausse de la production d'origine éolienne et photovoltaïque et une baisse de la production hydraulique.

Au **Royaume-Uni**, les prix *spot* de l'électricité ont augmenté de 3,5 €/MWh par rapport à 2014, en s'établissant en moyenne à 55,7 €/MWh. La hausse est intervenue aux deuxième et troisième trimestres 2015, avec des variations par rapport à 2014 de respectivement 10,1 €/MWh et 9,0 €/MWh.

En **Italie**, les prix *spot* moyens sont restés stables (+ 0,2 %) à 52,3 €/MWh par rapport à l'année dernière.

En **Allemagne**, les prix *spot* se sont établis en moyenne à 31,6 €/MWh, en baisse de 1,1 €/MWh par rapport à 2014. Il s'agit du prix moyen le plus bas depuis 2005. Malgré des températures en baisse par rapport à l'année dernière, l'équilibre offre-demande a été globalement détendu, favorisé par une offre abondante, particulièrement d'origine éolienne alors que la production photovoltaïque a été globalement stable. La production moyenne éolienne s'est en effet établie à 8,6 GW sur l'année 2015, en hausse de 2,5 GW par rapport à l'année dernière.

En **Belgique**, les prix *spot* ont augmenté de 3,9 €/MWh par rapport à 2014, s'établissant en moyenne à 44,7 €/MWh. La hausse des prix *spot* par rapport à 2014 s'explique par une nette diminution de la capacité nucléaire disponible. En effet, Doel 1, à l'arrêt depuis février 2015 pour allonger sa durée d'exploitation de 10 ans après 40 ans de fonctionnement, n'a redémarré que le 30 décembre 2015. Par ailleurs, deux tranches nucléaires (Doel 3 et Tihange 2) qui avaient été arrêtées fin mars 2014 ont reçu l'autorisation de redémarrer en décembre 2015.

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 Europe¹

	France	Royaume-Uni	Italie	Allemagne	Belgique
Moyenne 2015 du prix du contrat annuel 2016 à terme en base (€/MWh)	38,2	58,8	47,2	31,0	43,3
Variation 2015/2014 des moyennes des prix des contrats annuels à terme en base	- 10,1 %	- 6,8 %	- 12,3 %	- 11,7 %	- 7,5 %
Prix à terme du contrat annuel 2016 en base au 28 décembre 2015 (€/MWh)	33,8	49,2	46,2	28,1	33,3
Moyenne 2015 du prix du contrat annuel 2016 à terme en pointe (€/MWh)	47,0	66,5	52,7	39,1	51,9
Variation 2015/2014 des moyennes des prix des contrats annuels à terme en pointe	- 11,5 %	- 6,7 %	- 12,2 %	- 12,0 %	- 9,3 %
Prix à terme du contrat annuel 2016 en pointe au 28 décembre 2015 (€/MWh)	42,3	56,9	52,5	34,8	42,1

En Europe, les contrats annuels à terme de l'électricité en base et en pointe sont en baisse en moyenne par rapport à l'année 2014. Ce recul est dû principalement à une baisse de prix des combustibles.

En **France**, le contrat annuel en base s'est établi en moyenne à un niveau inférieur de 10,1 % (- 4,3 €/MWh) à celui constaté en 2014. Cette diminution, principalement due à la baisse des prix du charbon, du pétrole et du gaz, a été légèrement atténuée par la hausse du prix des émissions de CO₂ et par l'évolution du taux de change EUR/USD. Excepté une évolution à la hausse suite à l'annonce d'une restriction de la production du champ gazier de Groningue aux Pays-Bas en février, et de tensions durant l'été sur l'équilibre offre/demande à court-terme répercutées sur le contrat à terme, les prix ont fortement chuté à l'image des prix des combustibles, accentués en novembre par l'annonce du redémarrage des réacteurs nucléaires belges de Tihange 2 et Doel 3.

Au **Royaume-Uni**, le contrat annuel *April Ahead* en base, courant du 1^{er} avril N+1 au 31 mars N+2, a diminué de 6,8 %, suivant la tendance baissière des prix du gaz. Cette baisse a été légèrement compensée par la hausse de la taxe sur le CO₂ appliquée au Royaume-Uni pour la production d'électricité de près de 9,0 £/t à partir du 1^{er} avril 2015, à 18,08 £/t.

En **Italie**, le contrat annuel en base a également fortement reculé, pour s'établir en moyenne près de 6,5 €/MWh moins cher qu'en 2014. Cet important repli s'explique par la baisse des prix du gaz ainsi que par la progression des énergies renouvelables installées.

En **Allemagne**, le contrat annuel en base a diminué en moyenne de 4,1 €/MWh par rapport à 2014. Ce recul s'explique par la baisse de prix des combustibles, légèrement compensée par une hausse des prix des émissions CO₂ et de l'effet de change EUR/USD, ainsi que par la croissance des parcs éoliens et photovoltaïques outre-Rhin de près de 10 GW. Sur l'ensemble de l'année à l'exception des mois d'avril, juillet et octobre, les prix allemands ont suivi la même évolution que les prix français.

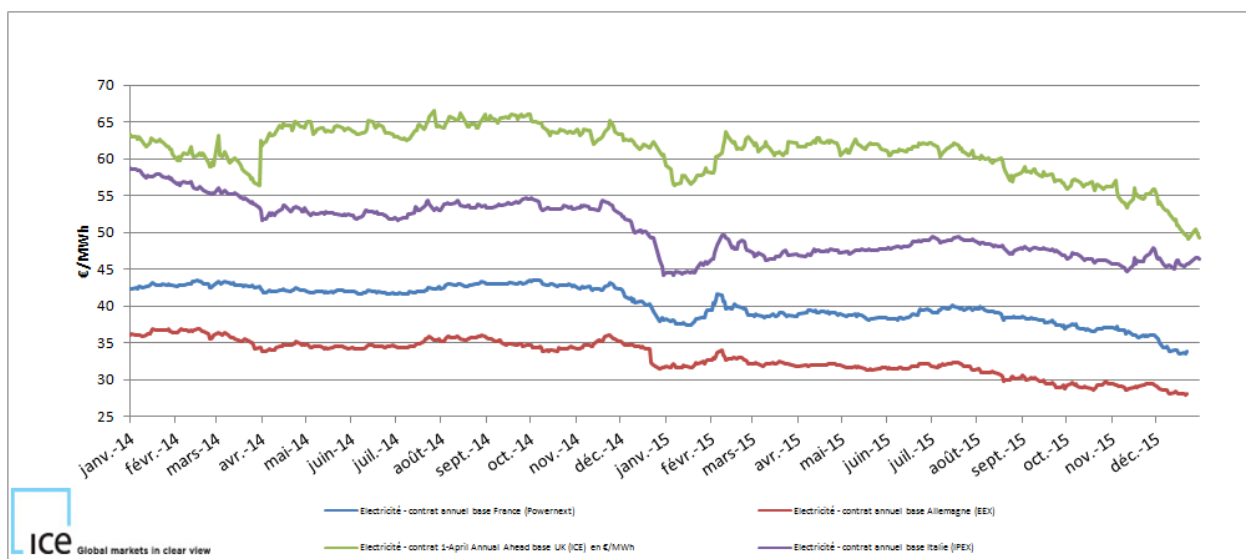
En **Belgique**, le contrat annuel en base s'est établi en moyenne à un niveau inférieur de 7,5 % à 43,3 €/MWh. Ce recul s'explique par la baisse du prix des combustibles, et le retour des tranches de Doel 3 et Tihange 2 annoncé en novembre.

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

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

Royaume-Uni : cotation moyenne ICE des contrats annuels avril 2015 puis avril 2016 (au Royaume-Uni, la livraison du contrat annuel a lieu du 1^{er} avril au 31 mars).

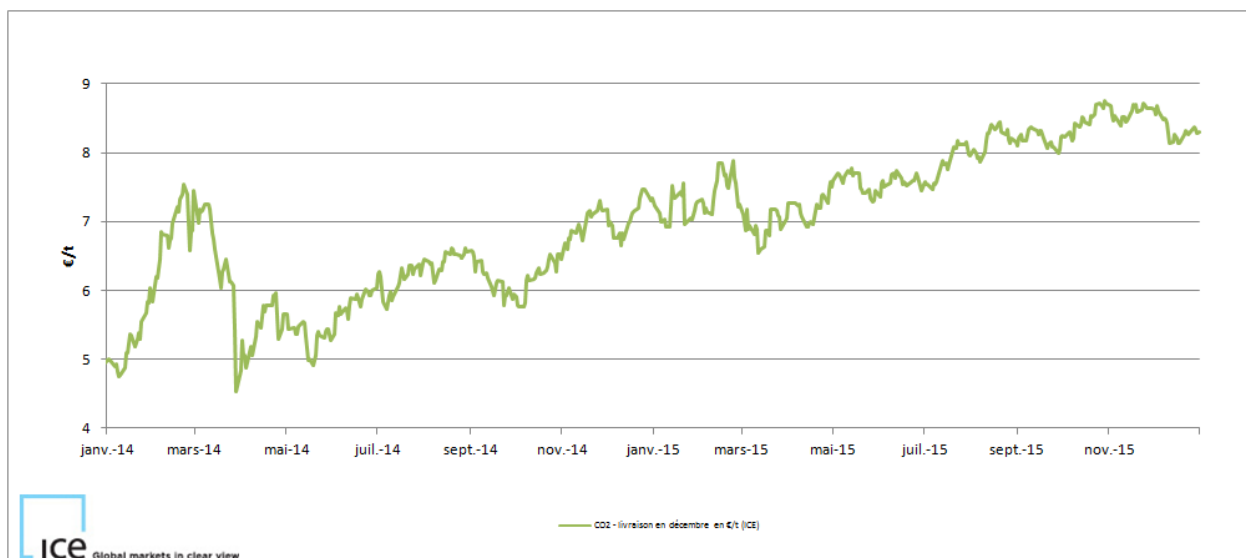
Évolution des principaux contrats à terme européens d'électricité en base



2.1.3 Évolution du prix des droits d'émission de CO₂¹

Le prix des droits d'émission de CO₂ pour livraison en décembre 2016 a augmenté de 1,1 €/t pour terminer l'année à 8,3 €/t. Cette augmentation s'est déroulée très progressivement, avec des phases de hausse puis des phases de stabilisation. Le principal déterminant de l'évolution des prix a été les votes et annonces concernant le MSR (*Market Stability Reserve*), mécanisme de soutien du prix du CO₂ pilotant les volumes accessibles via les enchères et mettant les excédents dans une réserve. Ce mécanisme a été adopté début juillet 2015 par le Parlement Européen, mais les incertitudes autour de son application et sa date de mise en œuvre (2019 ou 2021) ont contribué à animer le marché jusqu'à l'été.

Évolution des 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 fossiles¹

	Charbon (\$/t)	Pétrole (\$/bbl)	Gaz naturel (€/MWhg)
Moyenne 2015	54,6	53,5	20,4
Variation 2015/2014 des moyennes	- 30,2 %	- 46,2 %	- 17,7 %
Plus haut de 2015	65,3	67,8	23,6
Plus bas de 2015	43,7	36,1	15,6
Prix fin 2014	65,9	57,3	21,8
Prix fin 2015	44,0	37,3	15,8

Le prix à terme du **charbon** livré en Europe a poursuivi sa baisse en 2015, avec un équilibre offre/demande très détendu. Il est passé de 65,9 \$/t à 44 \$/t fin 2015. La baisse a été très progressive tout au long de l'année. La demande est restée en berne, avec des perspectives de demande moroses en Chine auxquelles se sont ajoutées en septembre des mesures de limitation des importations de charbon de mauvaise qualité en Chine. L'offre est restée abondante, que ce soit la production russe ou la production sud-africaine, dont une partie des volumes a été envoyée en Europe plutôt qu'en Asie. Quelques événements ponctuels ont entraîné des tensions au cours de l'année tels le glissement de terrain en Russie dans le bassin charbonnier du Kuzbass ou les incertitudes sur l'utilisation nocturne de la ligne de chemin de fer en Colombie par laquelle transitent plus de la moitié des 90 millions de tonnes annuellement produites par le pays.

A la fin de l'année 2015, le prix du **pétrole** brut s'est établi à 37,3 \$/bbl, en baisse de 20 \$/bbl par rapport au niveau observé fin 2014. Cette évolution masque des mouvements contrastés tout au long de l'année. Le mois de février a d'abord été marqué par une hausse du prix du baril jusqu'à plus de 62 \$/bbl en raison de tensions sur l'offre (conflits en Libye et en Irak, restrictions de la production en mer du Nord, réductions de la production de pétrole de schiste américain). Des informations sur un accord imminent sur le nucléaire iranien ont ensuite contribué à détendre les cours, avant une hausse très rapide en avril pour atteindre 67,8 \$/bbl le 6 mai, portée par une forte diminution de la production américaine. Depuis cette date, le prix a ensuite progressivement diminué avec la perspective d'une augmentation de l'offre sur le marché suite à l'accord sur le nucléaire iranien à laquelle s'ajoutait une offre relativement importante de la part des principaux pays producteurs (Arabie Saoudite, Russie, États-Unis) ainsi que la perspective d'une diminution de la demande chinoise.

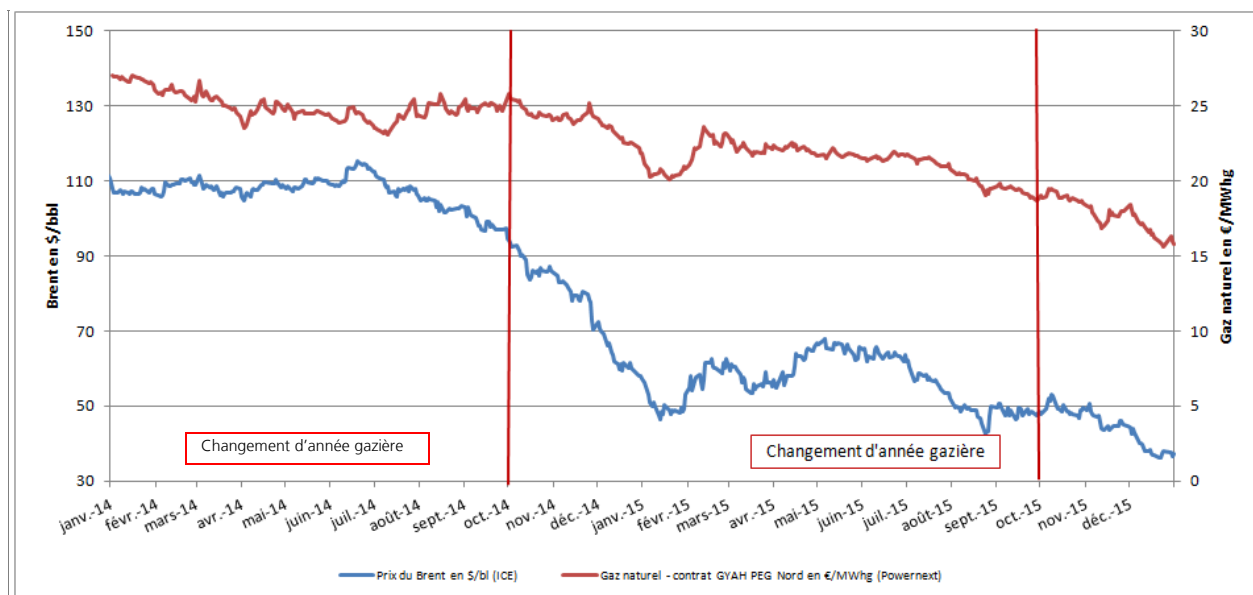
Le prix du contrat annuel de **gaz naturel** en France est en baisse par rapport à 2014. Malgré des restrictions de production sur le champ gazier néerlandais de Groningue, les prix ont diminué en raison d'une plus grande disponibilité du GNL en Europe due à une demande plus faible en Asie, et une détente de la crise russo-ukrainienne. Par ailleurs, la baisse des prix du pétrole a entraîné une baisse des prix des contrats d'approvisionnement de long terme qui sont pour partie indexés sur le prix des commodités pétrolières. Les flux de gaz russes vers l'Europe ont d'ailleurs augmenté entre 2014 et 2015.

1. **Charbon** : cotation moyenne ICE pour une livraison en Europe (CIF ARA) la prochaine année calendaire (en \$/t) ;

Pétrole : Brent/baril de pétrole brut première référence ICE (front month) - (en \$/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) - €/MWhg.

Évolution des prix du gaz naturel et du pétrole



2.2 CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ¹ ET DE GAZ²

En 2015, la consommation globale d'électricité en **France** a augmenté de 2,2 % par rapport à celle de 2014. La consommation du premier semestre 2015 a augmenté de 4,2 % par rapport à celle du premier semestre 2014 sous l'effet de températures plus froides, principalement sur les quatre premiers mois. Les mois de juillet et août plus chauds qu'en 2014 ont fait progresser la demande. En revanche, le dernier trimestre, malgré un mois d'octobre frais qui a fait augmenter la consommation de 7,8 %, n'a pas suffi à compenser la baisse de 10,6 % du seul mois de décembre.

Corrigée de l'aléa climatique, la consommation française d'électricité croît légèrement de 0,5 % après trois années de stabilité. La consommation des PME/PMI, des particuliers et des professionnels est également en hausse de 0,6 %, et la consommation du secteur industriel est stable (+ 0,2 %) par rapport à 2014.

Au **Royaume-Uni**, la consommation estimée d'électricité est en baisse de 0,4 % par rapport à 2014 du fait principalement de l'amélioration de l'efficacité énergétique. En **Italie**, la consommation électrique est en hausse de + 1,5 % par rapport à 2014 en raison de températures exceptionnelles sur le troisième trimestre 2015.

La consommation de gaz naturel en **France** a augmenté de 8,1 % en 2015 par rapport à 2014. Cette hausse s'explique principalement par un climat relativement doux en 2014 et des mois de février et d'octobre 2015 plus froids affichant des températures en dessous de la normale. En revanche, décembre 2015, de 3,9 °C au dessus de la normale, se place comme le plus chaud jamais enregistré en France depuis 1900 et voit sa consommation de gaz baisser par rapport à 2014.

La consommation estimée de gaz naturel au **Royaume-Uni** est en hausse de 4,1 % par rapport à 2014 en raison de températures plus basses et d'une plus forte demande. De même, en **Italie**, la demande intérieure de gaz naturel a progressé de + 9,1 % en raison de conditions climatiques favorables, induisant une hausse des consommations sur le marché résidentiel et de la production thermique.

1. Données France : données brutes et données corrigées de l'aléa climatique communiquées par RTE ;

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

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

2. Données France : données brutes communiquées par Smart GRTgaz ;

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

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

2.3 TARIFS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ NATUREL

Concernant les évolutions récentes sur les tarifs en France, voir sections 3.6.1.5. « Tarifs réglementés de vente d'électricité en France ».

Au Royaume-Uni en 2015, deux changements tarifaires ont été mis en œuvre :

- le 11 février 2015, les tarifs fixes de gaz ont baissé de 1,3 %. Cette baisse s'explique par la baisse des prix du gaz sur les marchés de gros. Elle est cohérente avec la baisse des tarifs fixes de gaz réalisée par les cinq autres plus gros fournisseurs d'énergie au Royaume-Uni ;
- début mars 2015, de nouveaux produits à tarif fixe plus compétitifs ont été commercialisés sur le segment B2C. La « *Blue Price Promise June 2016* » garantit un tarif fixe de 965 £/an jusqu'à juin 2016 inclus et la « *Blue Price Promise February 2017* » garantit un tarif fixe de 999 £/an jusqu'à février 2017 inclus.

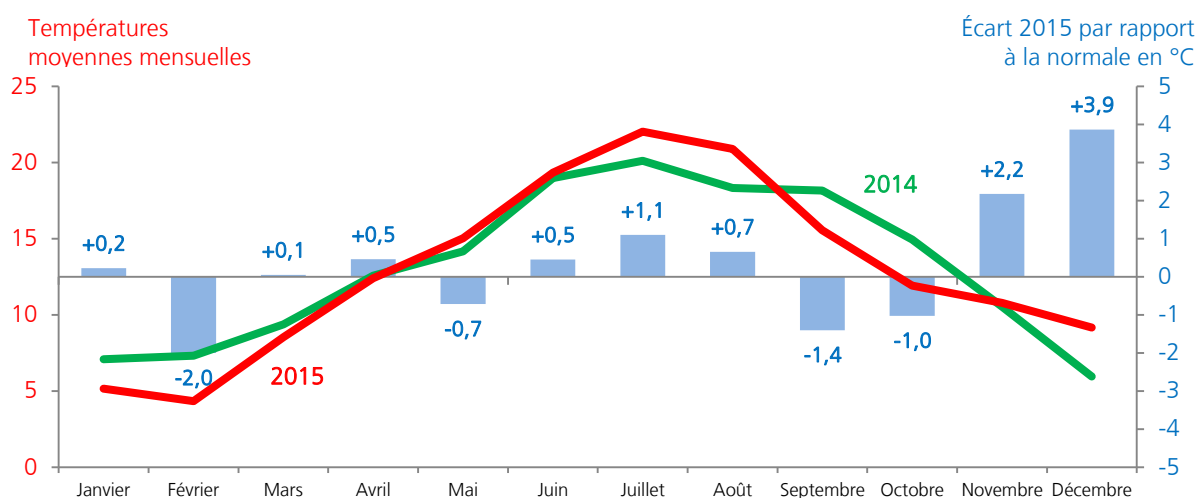
2.4 CONDITIONS CLIMATIQUES : TEMPÉRATURES ET PLUVIOMÉTRIE

L'année 2015 a été particulièrement chaude avec une température moyenne annuelle sur la France de 0,3 °C au dessus de la normale, positionnant l'année 2015 au troisième rang des années les plus chaudes depuis 1900, devancée par 2014 et 2011.

Les températures ont été fortement contrastées au cours de l'année avec :

- un mois de février de 2 °C au dessous de la normale et un début d'automne (septembre et octobre) plutôt frais ;
- un été (juillet et août) plus chaud d'environ 2 °C par rapport à 2014 ;
- un mois de décembre exceptionnellement chaud, avec des températures moyennes dépassant la normale de 3,9 °C.

Températures ⁽¹⁾ ⁽²⁾ en France en 2015 et 2014



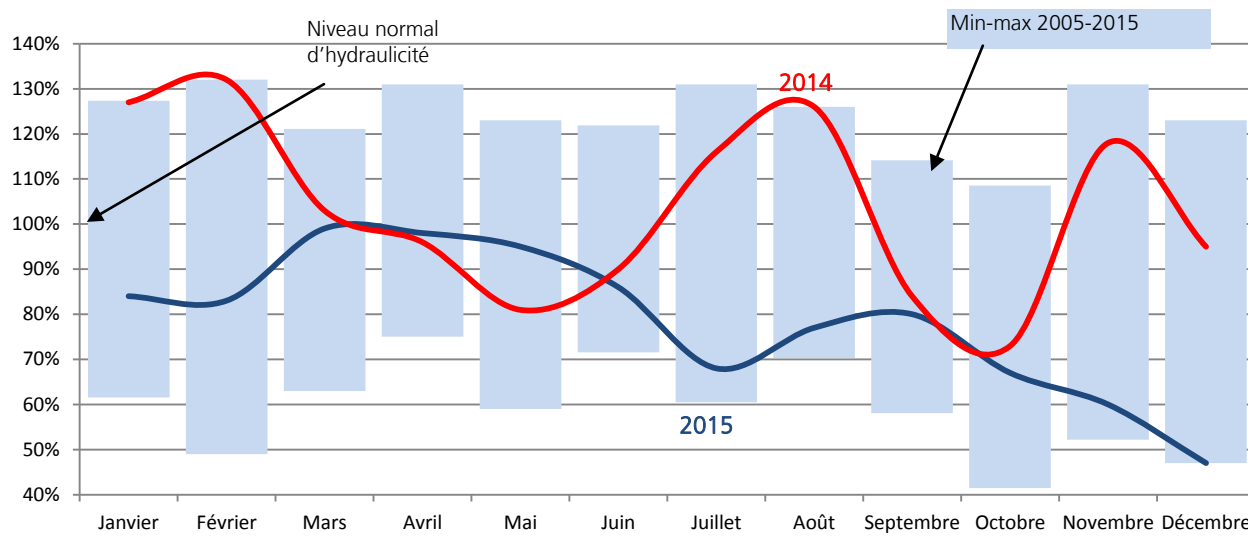
(1) Moyenne des températures relevées dans 32 villes, pondérée par leur consommation électrique.

(2) Source Miréor (données Météo France).

L'année 2015 a été marquée par un important déficit annuel de précipitations sur de nombreux pays européens compris dans une large bande allant de la péninsule ibérique aux ex-pays de l'URSS en passant notamment par la France.

A l'opposé, des précipitations excédentaires ont été observées sur les parties Nord (Iles Britanniques et Scandinavie) et Sud de l'Europe (Italie du Sud, Balkans et Turquie).

Hydraullicité en France en 2015 et 2014 ⁽¹⁾



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

Sur la France, mis à part les Pyrénées qui ont connu des précipitations excédentaires, les précipitations du premier semestre 2015 ont été déficitaires, et en particulier sur les Alpes du Sud et le centre du pays. L'épisode de canicule de juillet a aggravé le déficit et conduit à des étiages sévères avant un mois d'août pluvieux et salvateur. Les précipitations de l'automne ont été de nouveau déficitaires, en particulier en décembre (mois très sec et très chaud).

Conséquence de cette météorologie particulière, le productible hydraulique France s'est trouvé déficitaire sur tous les mois de l'année, et plus particulièrement sur le deuxième semestre où le déficit s'est progressivement creusé pour atteindre un minimum en décembre. En cumulé sur l'année 2015, il représente un déficit jamais observé depuis plus de 30 ans après 1989, 2005 et 2011.

3 ÉVÉNEMENTS MARQUANTS DE L'ANNÉE 2015 ¹

3.1 DÉCISION DE LA COMMISSION EUROPÉENNE CONCERNANT LE TRAITEMENT FISCAL DES PROVISIONS CRÉÉES ENTRE 1987 ET 1996 POUR LE RENOUELEMENT DES OUVRAGES DU RÉSEAU D'ALIMENTATION GÉNÉRALE (RAG)

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

Cette décision fait suite à l'annulation par le Tribunal de l'Union européenne par un arrêt de décembre 2009, confirmé par la Cour de Justice de l'Union européenne en juin 2012, de la décision initiale de la Commission du 16 décembre 2003 au motif que la Commission aurait dû dans son appréciation, appliquer le critère de l'investisseur avisé pour déterminer s'il y avait ou non aide d'État.

Suite à cette annulation, l'État avait restitué à EDF le 30 décembre 2009 un montant de 1 224 millions d'euros correspondant à la somme qui avait été versée par EDF à l'État français en février 2004 (ce montant ayant été en partie reversé à ERDF et RTE² pour leurs quotes-parts respectives). La Commission avait décidé en mai 2013 de rouvrir la procédure.

Par sa décision du 22 juillet 2015, la Commission conclut à l'existence d'une aide d'État incompatible avec le marché commun. En conséquence de cette décision, l'État a ordonné à EDF le remboursement de la somme correspondant au montant de l'aide alléguée, augmentée des intérêts selon les modalités fixées par la Commission.

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

2. ERDF et RTE sont des filiales régulées, gérées en toute indépendance au sein du groupe EDF. Dans un souci de lisibilité, il sera fait mention dans le reste du document, de RTE et d'ERDF sans préciser systématiquement qu'il s'agit de filiales gérées en toute indépendance au sein du groupe EDF.

EDF a pris acte de cette décision et a procédé au remboursement des sommes exigées. Le Groupe conteste toutefois l'existence d'une aide d'État illicite et a déposé le 22 décembre 2015 un recours en annulation devant le Tribunal de l'Union européenne.

Suite à cette décision, EDF a procédé le 13 octobre 2015 à un décaissement de 1 383 millions d'euros vis-à-vis de l'État français, partiellement compensé par un remboursement de RTE à hauteur de 375 millions d'euros. L'impact détaillé sur les comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2015 est présenté en note 3.3 de l'annexe aux comptes consolidés clos au 31 décembre 2015.

3.2 MISE EN CONCURRENCE DES CONCESSIONS HYDROÉLECTRIQUES EN FRANCE

La Direction Générale de la Concurrence de la Commission européenne (CE) a ouvert une procédure contre l'État français concernant les concessions hydroélectriques en France, sur le fondement de l'article 106 chapitre 1 du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (TFUE) lu en combinaison avec l'article 102 du même Traité.

Dans ce cadre, la CE a adressé à l'État français le 22 octobre 2015 une lettre de mise en demeure, dans laquelle elle considère que l'attribution et le maintien au bénéfice d'EDF de l'essentiel des concessions hydroélectriques en France constitueraient une infraction aux dispositions précitées en ce que ces mesures renforceraient la position dominante d'EDF sur les marchés français de la fourniture d'électricité au détail.

L'État a disposé d'un délai de deux mois pour répondre à la mise en demeure, qui a amorcé une phase d'échange contradictoire entre l'État et la CE et ne préjuge pas de la décision finale de cette dernière. En tant que principal tiers intéressé, EDF a reçu une copie de cette mise en demeure et a adressé à la Commission européenne ses observations en réponse à la mise en demeure le 4 janvier 2016, contestant fermement l'analyse de la CE et les éléments factuels sur lesquels cette analyse est fondée.

3.3 DÉVELOPPEMENT STRATÉGIQUE

Accords pour la construction de la centrale nucléaire d'Hinkley Point C

EDF et China General Nuclear Power Corporation (CGN) ont signé le 21 octobre 2015 un Accord Stratégique d'Investissement pour un co-investissement dans la construction de deux réacteurs à Hinkley Point C.

L'accord inclut un large partenariat au Royaume-Uni afin de développer des centrales nucléaires à Sizewell et à Bradwell. Les contrats entre le gouvernement britannique et EDF sont finalisés. Les contrats avec les quatre principaux fournisseurs d'Hinkley Point C sont également finalisés.

Selon l'Accord Stratégique d'Investissement, la participation d'EDF dans Hinkley Point C serait de 66,5 % et celle de CGN de 33,5 %. Sans réduire cette participation initiale en dessous de 50 %, EDF envisagera en temps voulu d'impliquer d'autres investisseurs dans le projet.

EDF et CGN ont aussi convenu des termes principaux d'un plus large partenariat visant au co-développement de nouvelles centrales nucléaires à Sizewell dans le Suffolk et à Bradwell dans l'Essex. Ces termes seront finalisés avant la décision finale d'investissement sur Hinkley Point C.

Les étapes pour une décision finale d'investissement sont les suivantes :

- finalisation par EDF de son plan de financement et apport par CGN des garanties concernant son propre financement ;
- approbation par les Conseils d'administration d'EDF et de CGN ;
- autorisation des autorités de la concurrence au titre du contrôle des concentrations et d'autres autorités gouvernementales en Chine et en Europe ;
- finalisation de la version intégrale de la documentation contractuelle sur la base des accords signés en octobre 2015.

3.4 PARTICIPATIONS ET PARTENARIATS

3.4.1 Participations et partenariats d'EDF

3.4.1.1 Investissement d'Electranova dans une huitième *start-up* : FirstFuel

Le 27 mai 2015, Electranova Capital, fonds d'investissement géré par Idinvest Partners, en partenariat avec EDF et soutenu par Allianz et BPI, a annoncé son huitième investissement dans la *start-up* nord-américaine FirstFuel.

La plateforme logicielle de FirstFuel permet de comprendre les dépenses énergétiques de bâtiments commerciaux ou de bureaux, développant ainsi de nouvelles opportunités d'efficacité énergétique. Depuis son lancement commercial en 2012, FirstFuel a analysé plus d'un million de compteurs électriques, et a identifié plus de 400 millions de dollars américains et 5 TWh d'économies annuelles.

3.4.1.2 Prolongation d'une série d'accords existants avec les partenaires chinois d'EDF

Dans le cadre de leurs partenariats stratégiques, EDF et China General Nuclear Power Group (CGN) ont annoncé le 29 janvier 2015 avoir signé un nouvel accord afin de partager leur retour d'expérience sur l'exploitation et l'ingénierie des parcs nucléaires existants pour maintenir les plus hauts niveaux de sûreté et conserver la cohérence entre les normes et les procédures françaises et chinoises. EDF a également signé un accord avec Huadian, un des premiers électriciens chinois, ouvrant la voie à de futures collaborations sur des projets communs en Chine et à l'international. Trois domaines seront particulièrement à l'étude : les centrales à cycle combiné gaz, les centrales hydrauliques et les énergies renouvelables.

Lors de sa visite en France le 30 juin 2015, le Premier Ministre chinois a émis avec le Premier Ministre français une déclaration conjointe sur la coopération franco-chinoise dans l'énergie nucléaire. Ils ont ainsi demandé aux industriels une association plus étroite pour concevoir des nouveaux réacteurs de troisième génération sûrs et compétitifs qui répondent aux besoins du marché mondial.

Dans ce cadre, EDF, associé à AREVA, a signé avec ses partenaires chinois CGN et CNNC des accords pour développer les orientations données par les gouvernements.

3.4.1.3 Snam, GIC et EDF Invest concluent un accord avec Crédit Agricole Assurances pour son entrée au capital de TIGF

En janvier 2015, Snam, GIC et EDF Invest ont annoncé la conclusion d'un accord avec Crédit Agricole Assurances en vue de son entrée au capital de TIGF à hauteur de 10 %. La transaction a été finalisée le 26 février 2015. A l'issue de l'opération, Snam, GIC et EDF Invest détiennent désormais avec Crédit Agricole Assurances respectivement 40,5 %, 31,5 %, 18 % et 10 % du capital de TIGF indirectement.

3.4.1.4 EDF Invest finalise l'acquisition de Madrileña Red de Gas

En mai 2015, EDF Invest a finalisé, aux côtés de deux investisseurs de long terme, l'acquisition d'une participation minoritaire dans Madrileña Red de Gas (MRG). Créé en 2009 suite à la vente par Gas Natural Fenosa d'une partie de ses actifs, MRG est un opérateur régulé de réseau de distribution de gaz. La société opère exclusivement dans la région de Madrid. La société est consolidée par mise en équivalence dans les comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2015.

3.4.1.5 Ardian et EDF Invest signent un accord définitif pour l'acquisition d'une participation majoritaire dans Géosel auprès de Total

En décembre 2015, Ardian et EDF Invest, associés dans un consortium à parité, ont finalisé l'acquisition auprès du groupe Total d'une participation de plus de 50 % dans Géosel, la société de stockage d'hydrocarbures basée à Manosque.

Total conserve une participation minoritaire au capital et continuera à utiliser les infrastructures de Géosel pour ses besoins propres.

Avec une capacité de près de 9 millions de m³, Géosel dispose d'un site clé pour la gestion des stocks stratégiques d'hydrocarbures français. La société détient et exploite un ensemble de cavités souterraines ainsi qu'un réseau de canalisations relié aux terminaux portuaires de Fos-Marseille et aux installations pétrochimiques de l'Étang de Berre (Fos-Lavera).

Cette participation a été affectée à la poche Infrastructures d'EDF Invest aux côtés des investissements dans TIGF, Porterbrook et RTE.

3.4.2 Participations et partenariats des filiales du Groupe

3.4.2.1 ERDF : déploiement des compteurs communicants (Linky)

Les travaux menés tout au long de l'année 2015 par ERDF se sont concrétisés par le franchissement le 1^{er} décembre d'un des jalons clés de la tranche 1 du programme consistant au démarrage du déploiement. La pose de compteurs de généralisation a débuté dans toutes les régions, à l'exception de l'Île-de-France où la concertation sociale n'est pas close. Ainsi, à fin décembre 2015, plus de 24 000 compteurs de généralisation ont été déployés et plus de 3 000 concentrateurs posés dans les postes.

3.4.2.2 Dalkia

Finalisation de l'acquisition de Cesbron par Dalkia

Le 24 mars 2015, Dalkia a annoncé la finalisation de l'acquisition à 100 % de Cesbron, spécialiste du froid industriel et commercial et du génie climatique. Dalkia et Cesbron développeront des synergies commerciales en vue d'améliorer leurs parts de marché et répondre positivement aux défis de la transition énergétique. Le rapprochement des deux entreprises rend désormais possible le développement d'offres intégrées à destination de clients à la recherche d'économies d'énergie.

Acquisition de la société Zakłady Energetyki Ciepłej Katowice SA par Dalkia

Le 2 septembre 2015, Dalkia a annoncé l'acquisition à 100 % de la société Zakłady Energetyki Ciepłej Katowice SA (ZEC), essentiellement spécialisée dans la production et la distribution de chaleur dans la région de Katowice en Pologne, et de sa filiale EC Szopienice.

Le projet de développement de l'entreprise, qui repose essentiellement sur la valorisation du gaz de mine et le développement des réseaux de chaleur, va permettre de décarboner le mix énergétique de la région en valorisant les ressources locales et en utilisant des processus plus performants.

L'acquisition de ZEC représente la première opération de croissance externe à l'international de Dalkia depuis son arrivée au sein du groupe EDF. Ce projet d'envergure va lui permettre de déployer ses savoir-faire en matière de réseaux de chaleur et de services énergétiques à l'industrie.

3.4.2.3 EDF Luminus

Finalisation de l'accord entre EDF Luminus et ATS

Le 27 mai 2015, l'acquisition par EDF Luminus d'une participation majoritaire dans ATS SA a été finalisée suite à l'avis favorable de l'autorité belge de la concurrence. Outre la distribution de matériel électrique, ATS offre des solutions intégrées complètes en électricité et en chauffage : conception et ingénierie, installation et entretien des réseaux électriques industriels, projets d'automatisation, froid industriel, détection incendie et hydraulique. EDF Luminus et ATS pourront mieux assister leurs clients industriels et des secteurs tertiaire et public, grâce à une offre enrichie de solutions d'efficacité énergétique et d'optimisation de leur consommation.

Nouvel accord sur la convention d'actionnaires d'EDF Luminus

Le groupe EDF, Publilec, Socofe, Ethias et Nethys, actionnaires d'EDF Luminus, ont signé le 26 octobre 2015 un avenant à la convention d'actionnaires qui réitère leur volonté d'accompagner le développement de l'entreprise.

La signature de cet accord a pour conséquence de mettre un terme au processus d'entrée en bourse initié en mai 2015.

L'avenant signé, prolonge la convention d'actionnaires jusqu'en 2025 et prévoit la réorganisation actionnariale suivante (sans impact sur le contrôle exercé par le Groupe) :

- le maintien de quatre actionnaires belges : Publilec (26,4 %), Socofe (4,7 %), Ethias (0,2 %) et Nethys (0,1 %) qui, au titre de la convention d'actionnaires, bénéficient d'un mécanisme de liquidité leur permettant de sortir du capital d'EDF Luminus à partir de la fin 2018 sous certaines conditions ;
- la hausse de la participation d'EDF dans EDF Luminus à 68,6 % (au lieu de 63,5 % comme précédemment) est liée à l'acquisition par le groupe EDF de la participation de Publilum et VEH dans EDF Luminus pour 58 millions d'euros.

3.4.2.4 EDF Énergies Nouvelles

Investissements et cessions d'EDF Énergies Nouvelles

Dans le cadre du troisième appel d'offres d'Hydro-Québec Distribution en 2013, EDF Énergies Nouvelles a

annoncé le 17 février 2015 avoir remporté, via sa filiale locale EDF EN Canada, le projet éolien de Nicolas-Riou (224,4 MW) au Québec. Sa construction devrait débuter au printemps 2016 et sa mise en service est prévue à fin 2017. Ce projet est détenu à 50 % par EDF EN Canada et à 33 % par Énergie Éolienne Bas-St-Laurent. Les 17 % de parts restantes dépendent de La Régie inter-municipale de l'énergie Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine. Les sociétés ont conjointement signé avec Hydro-Québec Distribution un contrat de fourniture d'électricité d'une durée de 25 ans.

Le 25 février 2015, EDF Énergies Nouvelles a annoncé la création d'une filiale locale, EDF EN do Brasil, basée à Rio, marquant ainsi son entrée sur le marché brésilien. EDF EN do Brasil a débuté ses activités locales par l'acquisition d'une part majoritaire dans un portefeuille de 800 MW de projets éoliens auprès de SOWITEC, un développeur figurant parmi les leaders internationaux des énergies renouvelables. Ce portefeuille sera développé en partenariat par EDF EN do Brasil et SOWITEC qui par ailleurs, reste impliqué dans le portefeuille de projets en développement avec une part minoritaire de 20 %. Situé dans l'une des zones les plus ventées de l'État de Bahia, ce portefeuille inclut un premier projet de 70 MW dont la mise en service est prévue fin 2017. L'électricité produite sera vendue dans le cadre d'un PPA (*Power Purchase Agreement*) d'une durée de 20 ans, déjà signé avec ANEEL. Le 26 novembre 2015, dans le cadre d'une enchère du gouvernement brésilien, EDF Énergies Nouvelles, via sa filiale EDF EN do Brasil, a annoncé avoir remporté un contrat de fourniture d'électricité de long terme pour 117 MW de puissance éolienne.

Le 14 avril 2015, EDF Énergies Nouvelles a annoncé son entrée au Chili. Sa nouvelle filiale locale, EDF EN Chile, a signé un contrat de financement et conclu un accord de partenariat pour un projet solaire photovoltaïque de 146 MWc, Laberinto situé dans le désert d'Atacama dans le nord du pays. Le projet est codétenu à parité par EDF Énergies Nouvelles et Marubeni. EDF Énergies Nouvelles a obtenu un financement de projet long terme auprès d'un consortium constitué de banques locales et internationales. La construction et l'exploitation-maintenance de la centrale solaire seront assurées par une filiale locale d'EDF Énergies Nouvelles dédiée à ces activités.

Le 23 juin 2015, EDF Énergies Nouvelles a annoncé l'acquisition du projet de parc éolien de Salt Fork au Texas, via sa filiale nord-américaine EDF Renewable Energy. D'une capacité maximale de 200 MW, la mise en service de ce projet éolien, initialement développé par Cielo Wind Power, est prévue pour fin 2016. L'électricité produite par les 150 premiers mégawatts de Salt Fork sera vendue à Garland Power & Light dans le cadre d'un contrat de fourniture d'électricité à long terme.

Le 12 novembre 2015, EDF Énergies Nouvelles a annoncé l'acquisition du projet éolien de Dorenell en Ecosse, via sa filiale britannique, EDF Energy Renewables, qui en assurera la construction. Ce projet de grande envergure, d'une capacité minimale de 177 MW, sera à terme le plus grand parc terrestre réalisé par le Groupe au Royaume-Uni.

Le 26 novembre 2015, EDF Énergies Nouvelles a annoncé l'acquisition de deux parcs éoliens d'une capacité totale de 44 MW, situés dans la Meuse (Trois-Sources) et dans le Doubs (Lomont), en service depuis 2007 et 2008. Avec cette acquisition qui succède à plusieurs mises en service de parcs éoliens sur l'ensemble du territoire, le Groupe franchit le cap de 1 GW de puissance installée en éolien terrestre en France.

EDF Énergies Nouvelles a par ailleurs cédé plusieurs parcs majoritairement éoliens (623 MW nets). La principale opération a eu lieu au Canada avec la cession de 42,5 % du parc éolien de la Rivière-du-Moulin (148,8 MW).

▪ Développement de l'exploitation-maintenance d'EDF Énergies Nouvelles

Le 5 mars 2015, EDF Énergies Nouvelles a annoncé le déploiement, via sa filiale dédiée EDF EN Services, de ses activités services d'exploitation-maintenance (O&M) d'installations d'énergie renouvelable en Belgique avec la création d'EDF EN Services Belgium. Codétenue par EDF Luminus, société du groupe EDF en Belgique, la nouvelle filiale commune propose des services de gestion pour les parcs éoliens et les centrales solaires sur le territoire belge, pour le compte d'EDF Luminus et de tiers propriétaires exploitants.

- **Accord entre EDF Énergies Nouvelles et Google sur un contrat d'achat d'électricité de long terme**

Le 3 décembre 2015, EDF Énergies Nouvelles a annoncé la signature d'un contrat de fourniture d'électricité (PPA) de long terme entre Google et sa filiale nord-américaine EDF Renewable Energy. L'électricité produite proviendra de la future centrale éolienne de Great Western de 201 MW, installée dans l'État d'Oklahoma. Le projet de Great Western est le deuxième parc éolien qui fait l'objet d'un accord entre EDF Renewable Energy et Google.

- **Accord entre EDF Énergies Nouvelles et Procter & Gamble pour construire des éoliennes au Texas**

Le 20 octobre 2015, EDF Énergies Nouvelles, via sa filiale EDF Renewable Energy, a conclu un partenariat avec Procter & Gamble (P&G) pour fournir en électricité d'origine éolienne tous les sites nord-américains de fabrication des produits P&G du soin du linge et de la maison. L'électricité vendue à P&G dans le cadre d'un contrat de fourniture d'électricité à long terme sera produite à partir d'un parc éolien qui sera mis en service fin 2016 dans le comté de Cooke au Texas.

3.4.2.5 EDF Energy : acquisition d'un parc éolien au Royaume-Uni

Le 2 avril 2015, EDF Energy Renewables (détenue à 50 % par EDF Energy et à 50 % par EDF Énergies Nouvelles) a annoncé le rachat du projet de construction d'un parc éolien sur le site de Corriemoillie, en Écosse, qui doit comprendre à terme 19 turbines pour une puissance installée totale de 45 MW.

3.4.2.6 Edison : arbitrage du contrat gaz d'approvisionnement à long terme libyen

Le 27 novembre 2015, le Tribunal arbitral constitué auprès de la Chambre de commerce Internationale a notifié à Edison et ENI sa décision sur la révision du prix du contrat de gaz à long terme de Libye. Cette décision s'est traduite par un impact positif de 855 millions d'euros sur l'excédent brut d'exploitation de l'exercice 2015 du Groupe.

3.4.2.7 Finalisation de la cession de Budapesti Erőmű Zrt. (BE Zrt) et d'Énergie Steiermark Holding AG (Estag)

- **Cession de BE Zrt**

Le 10 décembre 2015, le groupe EDF a finalisé la cession de sa participation majoritaire de 95,6 % dans l'entreprise hongroise Budapesti Erőmű Zrt. (BE Zrt) avec EP Energy.

- **Cession d'Estag**

Le 21 décembre 2015, le groupe EDF a finalisé la cession de sa participation minoritaire de 25 % dans l'entreprise Énergie Steiermark Holding AG (Estag) suite à la signature le 10 juillet 2015 d'un accord avec Macquarie Infrastructure and Real Assets pour cette cession.

Ces deux cessions ont un impact peu significatif sur les comptes du Groupe.

3.5 PROJETS D'INVESTISSEMENT

3.5.1 En France

3.5.1.1 EPR de Flamanville

Le 7 avril 2015, AREVA et EDF ont annoncé avoir informé l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) du lancement d'une nouvelle campagne d'essais pour la qualification du couvercle et du fond de la cuve de l'EPR de Flamanville. Cette campagne fait suite à des essais chimiques et mécaniques réalisés sur une pièce représentative du couvercle et du fond de la cuve et dont les résultats ont montré que l'un des paramètres n'était pas respecté. Les processus industriels employés sur la cuve de Flamanville 3 correspondent aux spécifications mécaniques mises en œuvre et validées sur le programme de réacteurs nucléaires français. Ces processus démontrent leur robustesse à travers les 1 700 années-réacteurs de bon fonctionnement. Cependant, depuis l'arrêté relatif aux équipements sous pression nucléaires (ESPN) datant de 2005, l'ASN exige au plan des performances mécaniques de nouvelles spécifications, à mettre en œuvre sur Flamanville 3. Les équipes d'EDF et d'AREVA sont mobilisées pour réaliser au plus tôt les essais complémentaires, après accord de l'ASN sur leurs modalités, et apporter à l'Autorité toutes les informations permettant de démontrer la sûreté et la qualité des équipements concernés.

L'ASN a pris position le 12 décembre 2015 sur la démarche de justification des propriétés mécaniques du couvercle et du fond de la cuve de l'EPR de Flamanville 3 proposée par AREVA. Sous réserve de la prise en compte de ses observations et de ses demandes, l'ASN considère acceptable, dans son principe, la démarche proposée par AREVA et ne formule pas d'objection au lancement d'un nouveau programme d'essais.

Par courrier du 12 juin 2015, le Président de l'ASN a accusé réception de la demande de mise en service de Flamanville 3 qui lui a été remise par EDF le 19 mars 2015 et a demandé des informations complémentaires.

Le 3 septembre 2015, EDF a présenté une nouvelle organisation pour le projet de l'EPR de Flamanville afin d'améliorer la maîtrise industrielle du chantier jusqu'à sa mise en service. Cette nouvelle organisation prévoit :

- la refonte complète de l'organisation du projet et des modes de travail autour d'un *management* resserré et directement rattaché à Xavier Ursat, Directeur Exécutif Groupe Ingénierie et Projets Nouveau Nucléaire et à Jean-Bernard Lévy, Président-Directeur Général d'EDF ;
- la mise en place d'instances, associant EDF et ses partenaires, pour piloter, coordonner et suivre le projet de manière rapprochée ;
- le renforcement des responsabilités sur le terrain et une présence managériale accrue dans cette phase d'achèvement de la construction et de préparation des essais ;
- de nouveaux cadres contractuels avec les principaux fournisseurs ;
- des échanges renforcés avec l'ASN, en particulier dans le cadre de la nouvelle réglementation sur les équipements sous pression nucléaires.

Des étapes importantes ont été franchies récemment sur le chantier. Le génie civil a été réalisé à 98 %, les montages électromécaniques à 60 %. Les opérations de précontrainte de l'enceinte interne du bâtiment réacteur ont été menées et la salle de commande mise en service.

La nouvelle feuille de route, sur laquelle EDF et ses partenaires s'engagent, vise à optimiser le pilotage du projet. Le nouveau calendrier s'établit autour de trois jalons clés :

- la finalisation des montages mécaniques du circuit primaire au 1^{er} trimestre 2016 ;
- l'achèvement des montages électromécaniques et le début des essais d'ensemble au 1^{er} trimestre 2017 ;
- le chargement du combustible et le démarrage du réacteur au 4^{ème} trimestre 2018.

En conséquence, pour prendre en compte cette nouvelle date de démarrage, EDF a déposé le 9 octobre 2015 auprès du ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie une demande de modification de la date limite de mise en service fixée dans le décret d'autorisation de création initialement fixé à avril 2017.

L'analyse de l'ensemble des paramètres industriels et financiers permet d'actualiser le coût du projet à 10,5 milliards d'euros.

3.5.1.2 Mises en service réalisées par la filiale EDF Production Électrique Insulaire (EDF PEI)

Dans le cadre de ses objectifs de mise en œuvre de moyens de production d'électricité à puissance garantie pour la Corse et les départements d'outre-mer, la filiale EDF PEI a mis en service sur le premier semestre 2015 les cinq derniers groupes diesel de la centrale de Pointe-Jarry en Guadeloupe. A fin 2015, les quatre centrales de la filiale EDF PEI sont donc désormais en exploitation, pour une capacité totale de production de près de 750 MW.

3.5.1.3 Programme d'investissements du parc nucléaire existant en France

Le 22 janvier 2015, le Conseil d'administration d'EDF a approuvé le principe du programme du « Grand carénage » destiné à rénover le parc nucléaire français, à augmenter le niveau de sûreté nucléaire des réacteurs et, si les conditions en sont réunies, une poursuite du fonctionnement au-delà de 40 ans. Le Conseil d'administration a en outre souhaité que ce programme d'investissements fasse l'objet d'une conduite, d'un suivi et d'un contrôle exemplaires.

Le montant total des investissements est estimé au maximum à 55 milliards d'euros (2013) d'ici à 2025 pour les 58 réacteurs du parc en fonctionnement à ce jour. Ce chiffrage indicatif sera validé ultérieurement et progressivement après l'optimisation des solutions de déploiement du programme, les travaux d'évaluation complémentaires et la prise en compte des programmations pluriannuelles (PPE/Plan stratégique) prévues dans la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

Ce programme industriel sera engagé progressivement, dans le respect des objectifs de ladite loi, des programmations pluriannuelles de l'énergie, des avis et prescriptions de l'Autorité de Sûreté Nucléaire, ainsi que

la procédure d'autorisation prévue pour un fonctionnement des réacteurs au-delà de 40 ans.

3.5.2 Autres activités

3.5.2.1 Principales mises en service de parcs éoliens et solaires

Au cours de l'année 2015, EDF Énergies Nouvelles a mis en service de nombreux parcs éoliens en Amérique du Nord. Avec les nouveaux parcs de Longhorn (200 MW) et de Spinning Spur 3 (194 MW) au Texas, la centrale éolienne de Roosevelt (250 MW) au Nouveau Mexique, le parc de Pilot Hill (175 MW) dans l'Illinois et celui de Slate Creek (150 MW) au Kansas, le Groupe dépasse aux États-Unis les 3 GW bruts de capacité installée d'énergie renouvelable. Au Canada avec la seconde tranche du parc de Rivière-du-Moulin (200 MW) et le parc Mont-Rothery (74 MW), EDF Énergies Nouvelles a d'ores et déjà réalisé au total 1,4 GW d'énergie renouvelable.

EDF Énergies Nouvelles a également poursuivi son développement en Europe notamment en Turquie avec la mise en service de la troisième tranche du parc éolien de Soma (100 MW) et en Pologne où une capacité de 58 MW a été implantée avec l'installation éolienne de Rzepin.

Par ailleurs, depuis son entrée en début d'année en Afrique du Sud, le Groupe a réalisé trois parcs éoliens (Grassridge, Chaba et Waainek) totalisant plus de 100 MW de capacité installée.

Dans le solaire, le Groupe a notamment mis en service deux centrales solaires qui totalisent 150 MWh de capacité installée dans les États indiens du Rajasthan et d'Odisha.

3.5.2.2 Obligations vertes (*green bonds*): émission et allocations

En octobre 2015, EDF a lancé avec succès la plus importante émission obligataire verte (*green bond*) libellée en dollars réalisée par une entreprise industrielle. Cette nouvelle obligation verte, d'un montant total de 1,25 milliard de dollars avec une maturité de 10 ans et un coupon fixe de 3,625 % va permettre au Groupe de poursuivre ses investissements de développement des énergies renouvelables. A fin décembre 2015, 500 millions de dollars ont été alloués à la construction de trois projets éoliens.

En novembre 2013, le Groupe avait lancé avec succès la première émission obligataire verte en euros, levant ainsi 1,4 milliard d'euros pour le financement de projets renouvelables d'EDF Énergies Nouvelles. A fin juin 2015, la totalité des 1,4 milliard d'euros avait été allouée.

Les fonds levés dans le cadre de ces deux émissions ont permis de financer au total 15 projets d'énergie renouvelable (éolien, solaire photovoltaïque, biométhane), situés en France et en Amérique du Nord, et développés par EDF Énergies Nouvelles. Ces projets représentent une capacité totale de près de 2,1 GW.

3.6 ENVIRONNEMENT RÉGLEMENTAIRE

3.6.1 France

3.6.1.1 Loi sur la transition énergétique pour la croissance verte

L'Assemblée nationale a adopté le 22 juillet 2015, en lecture définitive, la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, au terme d'un long processus législatif. La loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (dite LTECV) a été promulguée au journal officiel du 18 août 2015, après avoir fait l'objet d'une décision du Conseil constitutionnel du 13 août 2015.

3.6.1.2 Loi NOME et ARENH

Les livraisons d'électricité dans le cadre de l'ARENH (Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique) allouées aux concurrents d'EDF ont représenté 12,3 TWh au premier semestre 2015. Au second semestre 2015, elles sont en forte baisse pour s'établir à 3,8 TWh principalement du fait de la baisse extrêmement marquée des prix du marché de gros qui devient une source d'approvisionnement plus attractive, et par la résiliation de contrats cadres de plusieurs fournisseurs. Lors du guichet de la fin de l'année 2015 destiné à la fourniture du premier semestre 2016, les souscriptions d'ARENH ont été nulles.

Le prix de l'ARENH, fixé depuis le 1^{er} janvier 2012 à 42 €/MWh, devra être représentatif des conditions économiques de la production du parc nucléaire existant. Le projet de décret précisant la méthode d'évaluation des coûts constitutifs de l'ARENH a été étudié par le Conseil supérieur de l'énergie (CSE) le 19 juin 2014, par

l'Autorité de la concurrence et par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE). Il est toujours en cours d'examen par la Commission européenne qui doit donner son accord sur la formule de prix. Le Gouvernement a reporté la date d'application du décret dans l'attente des conclusions des discussions avec la Commission européenne.

3.6.1.3 CSPE

La CSPE (Contribution au Service Public de l'Électricité) a pour objet de compenser un certain nombre de charges de service public assignées en particulier à EDF¹. Cette taxe est collectée directement auprès du consommateur final.

Le mécanisme CSPE est réformé par la loi de finance rectificative 2015, publiée au journal officiel le 30 décembre 2015. Les charges de service public de l'énergie (électricité et gaz) sont intégrées au budget de l'État en 2016. La loi crée un compte d'affectation spécial « Transition Énergétique » d'un montant de 4,4 milliards d'euros. Il sera alimenté en 2016 par le produit de la Taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE) diminué de 2 milliards d'euros et par 2,16 % du produit de la Taxe intérieure sur la consommation sur le gaz naturel (TICGN). Il couvre les dépenses supportées par les obligés comme le surcoût des contrats d'obligations d'achat des ENR et de biogaz, les écarts entre charges prévisionnelles et charges constatées, l'annuité de remboursement du déficit cumulé dû à EDF dont l'échéancier fera l'objet d'un arrêté et le remboursement des avances de CSPE aux industriels bénéficiant avant 2016 d'exonérations. Les charges de solidarité, d'obligations d'achat hors ENR et de péréquation tarifaire dans les ZNI sont compensées par le budget général de l'État via le compte « Service Public de l'Énergie » dont le montant est de 2 milliards d'euros.

La loi fait également évoluer la fiscalité sur les énergies. Elle prévoit une hausse de la TICGN et de la Taxe charbon en 2016 et 2017, le remplacement de la TICFE par la nouvelle CSPE. Les tarifs de la CSPE sont fixés à 22,5 €/MWh en 2016, à 2 €/MWh, 5 €/MWh ou 7,5 €/MWh pour les électro-intensifs selon un critère de kWh/€ de valeur ajoutée, et à 0,5 €/MWh pour les hyper-électro-intensifs.

Le projet du décret « CSPE » a été présenté au Conseil supérieur de l'énergie (CSE) le 21 décembre 2015. Il missionne la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC) pour effectuer les versements aux obligés dont EDF, et tenir les comptes « Service Public de l'Énergie » et « Transition Énergétique ». Il missionne la CRE pour déterminer le montant des charges de service public de l'énergie, montant constaté et montant prévisionnel. Enfin, il fixe les modalités de compensation des charges aux obligés.

Par ailleurs, l'estimation des charges à compenser d'EDF au titre de 2015 s'élève à 6,3 milliards d'euros, en hausse de 7 % par rapport à 2014. Cette hausse s'explique principalement par l'effet de la baisse des prix de marché qui augmente le surcoût de l'énergie sous obligation d'achat à compenser par la CSPE et par une hausse des volumes produits par les filières photovoltaïque et éolienne. Les montants encaissés en 2015 s'établissent quant à eux à 6,1 milliards d'euros, soit une hausse de 17,6 % par rapport à 2014. Cette hausse résulte principalement de l'augmentation du niveau de la CSPE applicable à compter du 1^{er} janvier 2015 (augmentation de 3 €/MWh par rapport à 2014, portant son niveau pour l'année 2015 à 19,5 €/MWh).

Enfin, l'accord signé début 2013 par EDF et les pouvoirs publics prévoyant un remboursement progressif d'ici fin 2018 de la créance constituée du déficit de CSPE au 31 décembre 2012 et des coûts de portage induits pour le Groupe, a été actualisé fin 2015 par un courrier des Ministres reçu le 26 janvier 2016. L'État a reconnu les nouveaux déficits apparus entre 2013 et 2015 et les intérêts associés, estimés à 644 millions d'euros. L'État autorise EDF à affecter en 2016 cette créance aux actifs dédiés. Le montant de la créance due à EDF est ainsi de 5,9 milliards d'euros fin 2015 (voir note 36.3 des comptes consolidés au 31 décembre 2015). L'échéancier de remboursement a été adapté pour que la créance soit remboursée d'ici 2020. Il fera l'objet d'un arrêté ministériel.

3.6.1.4 Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE 4)

La CRE a publié le 28 mai 2015 la délibération portant décision sur l'évolution au 1^{er} août 2015 du TURPE Distribution. Le TURPE Distribution a augmenté de 0,4 %. Cette hausse correspond à une stabilisation du coefficient d'apurement du compte de régularisation des charges et produits (CRCP)² et à une hausse de l'inflation de 0,4 %.

S'agissant des tarifs de transport, le TURPE a également augmenté de 2,4 % au 1^{er} août 2015, correspondant là aussi à l'apurement du CRCP pour 2 %, et à une prise en compte de l'inflation de 0,4 %.

En outre, le 7 mai 2014, la CRE avait décidé de mettre en œuvre un abattement exceptionnel de 50 % sur la

¹ Les Entreprises locales de distribution (ELD) et Électricité de Mayotte y contribuent également pour une faible part.

² Mécanisme permettant de mesurer et de compenser les écarts entre les réalisations et les prévisions sur lesquelles sont fondés les tarifs.

facture de transport d'électricité des sites industriels gros consommateurs d'électricité. Cette mesure s'appliquait depuis le 1^{er} août 2014 et jusqu'au 31 juillet 2015. Dans la délibération du 11 juin 2015 portant décision sur l'évolution du TURPE Transport, la CRE a prolongé l'abattement de 50 % du TURPE Transport aux électro-intensifs jusqu'au 31 décembre 2015. Cet abattement est désormais prévu par l'article L. 341-4-2 du code de l'énergie introduit par l'article 157 de la loi de transition énergétique et peut aller jusqu'à 90 %. La perte de recettes pour RTE sera compensée dans le cadre des futures évolutions tarifaires grâce au mécanisme de CRCP.

Enfin, la CRE a engagé des travaux et réflexions sur la prochaine structure des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (tarifs dits « TURPE 5 »). La CRE a soumis le 22 juillet 2015 à consultation ses analyses préliminaires sur la structure des tarifs TURPE 5. La consultation dont les réponses ont été apportées avant le 25 septembre 2015 portait spécifiquement sur la structure tarifaire, c'est-à-dire sur la façon dont les coûts de réseaux sont alloués entre les différents types d'utilisateurs, au travers des différentes composantes tarifaires dont les principales sont les composantes de soutirage, d'injection, de comptage et de gestion. Une prochaine consultation doit porter sur la grille tarifaire elle-même.

3.6.1.5 Tarifs réglementés de vente d'électricité en France

Le 15 juillet 2015, la CRE a publié son rapport 2015 sur les tarifs réglementés de vente de l'électricité (TRV), dans lequel elle constate qu'un déficit tarifaire de 922 millions d'euros au titre de 2014 vient s'ajouter aux déficits antérieurs non rattrapés.

Un arrêté du 30 juillet 2015 a fixé les niveaux des tarifs réglementés de vente, entrés en vigueur le 1^{er} août 2015. En moyenne, les tarifs bleus résidentiels ont augmenté de 2,5 %, les tarifs jaunes de 0,9 %, les tarifs verts de 4 % tandis que les tarifs bleus non résidentiels sont restés inchangés.

Le 31 décembre 2015 a vu la fin des tarifs réglementés de vente jaunes et verts. Au 1^{er} janvier 2016, environ trois quart des sites concernés par la fin de ces tarifs ont conclu un contrat en offre de marché avec le fournisseur de leur choix. Le quart des sites concernés n'ayant toujours pas signé de contrat avec le fournisseur de leur choix demeure alimenté par leur fournisseur historique mais dans le cadre d'un contrat transitoire dont la durée ne dépassera pas six mois.

3.6.1.6 Arrêté concernant le coût du projet de stockage Cigéo

Le 15 janvier 2016 le ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie a fixé par arrêté à 25 milliards d'euros aux conditions économiques de 2011 l'évaluation prévue par l'article L. 542-12 du code de l'environnement du coût afférent à la mise en œuvre des solutions de gestion à long terme des déchets radioactifs de Haute et de Moyenne Activité à Vie longue concernant le projet de stockage Cigéo.

Le coût arrêté constitue un objectif à atteindre par l'Agence Nationale pour la Gestion des Déchets Radioactifs (ANDRA), dans le respect des normes de sûreté fixées par l'ASN, et en s'appuyant sur une coopération étroite avec les exploitants d'installations nucléaires. En application de cet arrêté, le coût du projet Cigéo sera régulièrement mis à jour et a minima aux étapes clés du développement du projet (autorisation de création, mise en service, fin de la « phase industrielle pilote », réexamens de sûreté), conformément à l'avis de l'Autorité de Sûreté Nucléaire.

Le coût du projet Cigéo fixé par l'arrêté est de 25 milliards d'euros aux conditions économiques de 2011 et se substitue à l'estimation du coût de référence de 20,8 milliards d'euros sur lequel s'appuyait le groupe EDF dans ses comptes consolidés à fin décembre 2014 et à fin juin 2015.

La prise en compte de ce coût a pour conséquence, au 31 décembre 2015, une augmentation de 820 millions d'euros des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs au titre des dépenses futures relatives au projet de stockage profond Cigéo.

Cette augmentation des provisions a un impact négatif sur le résultat net part du Groupe 2015 de 509 millions d'euros net d'impôts.

3.6.1.7 Accord AGIRC-ARRCO du 30 octobre 2015

Le 30 octobre 2015, les partenaires sociaux ont conclu un accord visant à rééquilibrer les comptes de l'AGIRC-ARRCO.

Cet accord contient plusieurs ensembles de mesures dont certaines sont applicables à compter du 1^{er} janvier 2016 : moindre revalorisation des pensions de 2016 à 2018, report de la date de revalorisation des pensions du 1^{er} avril au 1^{er} novembre, baisse du rendement du régime, extension de l'assiette de cotisation de l'AGFF à la tranche C de l'AGIRC et mesures visant à améliorer la gestion des régimes.

Le régime de retraite de la branche des Industries électriques et gazières (IEG) est adossé financièrement au régime AGIRC-ARRCO depuis 2005. Dès lors que cet accord ne modifie pas les droits des bénéficiaires de la branche des IEG, l'augmentation des engagements résultant du mécanisme d'adossement est enregistré en écart actuariel, à hauteur de 1 milliard d'euros.

3.6.2 Royaume-Uni

Le 19 mars 2014, le gouvernement britannique a confirmé la mise en place d'un marché de capacités. EDF Energy a participé en décembre 2015 à la deuxième enchère, qui sera mise en place à compter d'octobre 2019, qualifiant 94,6 % de sa capacité offerte soit 8,8 GW.

Par ailleurs, dans le cadre de ses objectifs en termes de lutte contre le changement climatique, le Gouvernement a mis en place en 2011 un mécanisme de *Carbon Price Support* visant à garantir un prix minimum du carbone, et consistant en une taxe s'ajoutant au prix des droits d'émission de CO₂. L'objectif de ce mécanisme est que le prix global du carbone ainsi établi (droit d'émission et taxe) atteigne 30 £/t en 2020. Cet objectif avait été fixé alors que les prix du CO₂ étaient d'environ 15 £/t. En mars 2014, compte tenu de la forte baisse des prix du CO₂ sur les marchés, le gouvernement britannique a décidé de plafonner le montant de cette taxe à 18 £/t à partir d'avril 2016 et jusqu'en 2020.

La semaine du 6 juillet 2015, la *CMA* – l'autorité britannique chargée de la concurrence et des marchés – a publié ses conclusions provisoires et ses propositions de solutions possibles telles qu'identifiées au cours de son enquête préliminaire sur « la fourniture et l'acquisition d'énergie en Grande Bretagne ».

Les conclusions provisoires confirment l'absence d'effet significatif relatif à la production, à la mise en commun des ressources de production et de fourniture (intégration verticale) et à l'efficacité des marchés de gros de l'électricité et du gaz. La *CMA* a en revanche conclu provisoirement que la « faiblesse de la réaction client », à la fois des clients résidentiels et des très petites entreprises, offre aux fournisseurs une force concurrentielle vis-à-vis de leurs clients inactifs, qu'ils peuvent exploiter par le biais de politiques de prix.

Dans ce contexte, la *CMA* a proposé 18 solutions possibles, dont une grande partie n'est définie que de manière générale à ce stade, et sur lesquelles elle va consulter les parties prenantes. Les solutions possibles se concentrent en majorité sur la commercialisation et le cadre réglementaire, comme attendu, et en particulier sur des mesures permettant d'améliorer l'implication des clients. La *CMA* publiera en cours d'année un document de décision provisoire qui couvrira toutes les solutions qu'elle recommandera de mettre en place, qui sera suivi ensuite par une nouvelle période de consultation.

Fin septembre 2015, l'échéance réglementaire pour la publication du rapport final de la *CMA* initialement fixée au 25 décembre 2015 a été repoussée à la date du 25 juin 2016. Ce délai permettra à la *CMA* de prendre en compte les appréciations des associations de consommateurs et d'industriels.

3.6.3 Belgique

Centrales nucléaires

La loi du 18 décembre 2013 modifiant la loi de 2003 relative au calendrier de sortie du nucléaire a posé les principes d'une convention tripartite entre Electrabel, EDF et l'État belge, définissant les modalités de la prolongation de Tihange 1 (dont EDF Belgium détient en direct 50 %) jusqu'en 2025, en particulier une redevance due par les propriétaires à l'État. La convention a été signée le 12 mars 2014 et stipule les conditions opérationnelles, financières et juridiques de cette prolongation.

Le Parlement fédéral belge a donné son feu vert en juin 2015 à la loi de la prolongation (appelé premier projet de loi) de la durée de vie de 10 ans des plus anciens réacteurs nucléaires en Belgique. Le 30 novembre 2015, le cabinet du Premier Ministre a annoncé qu'un accord a pu être conclu entre Electrabel et le gouvernement fédéral pour la prolongation de Doel 1 et 2, détenues à 100 % par Electrabel, jusqu'en 2025. Des associations d'opposants à la prolongation de Doel 1 et Doel 2 ont introduit un recours en annulation contre la loi devant la Cour constitutionnelle. En outre, le Conseil d'État a, dans son avis sur le projet de loi, émis des doutes quant à sa compatibilité avec le droit européen.

Parallèlement à la conclusion pour la prolongation de Doel 1 et Doel 2, un accord a été scellé concernant la rente nucléaire, impactant EDF Luminus pour les centrales de Tihange 2, Doel 3 et Doel 4, qui prévoit une période transitoire pour 2015 et 2016 où la taxe nucléaire est forfaitaire et sans dégressivité (200 millions d'euros en 2015 et 130 millions d'euros en 2016) et une « contribution de répartition » revue pour les années 2017 à 2026 avec un principe d'une taxation variable de 38 % (avant dégressivité) de la marge générée par l'activité nucléaire et le principe d'un minimum garanti pour l'État, d'ores et déjà fixé pour la période triennale (2017 à 2019) à 150 millions d'euros.

Centrales thermiques

Le gouvernement belge a organisé la mise en œuvre d'une réserve stratégique via un appel d'offres lancé auprès des centrales thermiques ayant annoncé leur fermeture, temporaire ou définitive, pour sécuriser l'approvisionnement du pays pendant les périodes d'hiver. La centrale CCGT de Seraing, détenue à 100 % par EDF Luminus, a été sélectionnée par l'appel d'offres de 2014 pour une période de trois ans à compter de l'hiver 2014, ce qui a suspendu le processus de mise à l'arrêt temporaire de la centrale annoncé en mars 2013. Les cycles ouverts d'Izegem et Angleur 3, également détenus à 100 % par EDF Luminus, ont été sélectionnés par l'appel d'offres de 2015 pour une période de 1 an à compter de l'hiver 2015. Depuis le 1^{er} novembre, ces trois centrales sont activables à tout moment par ELIA en cas de risque de pénurie cet hiver.

Éolien offshore

Le gouvernement fédéral est parvenu à un accord sur un nouveau système de subventions pour les parcs éoliens offshore. Les entreprises recevront moins de subventions. La baisse des subventions pour les éoliennes offshore doit permettre d'éviter que la facture d'électricité augmente encore.

3.7 AUTRE ÉVÉNEMENT MARQUANT

Centrales nucléaires en Belgique

Après 10 mois d'indisponibilité des centrales nucléaires de Doel 3 et Tihange 2 (dont EDF Luminus détient dans chacune des droits de tirages à hauteur de 10,2 %) pour inspections des cuves, où avaient été détectées des microfissures durant l'été 2012, l'Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire (AFCN) avait donné l'autorisation, le 17 mai 2013, de redémarrer ces centrales. L'exploitant Electrabel avait convenu avec l'AFCN d'un programme de tests supplémentaires visant à évaluer le comportement des cuves dans la durée. Sur l'ensemble des tests réalisés, l'un d'entre eux ne donnant pas des résultats conformes aux attentes des experts, Electrabel a pris l'initiative, le 25 mars 2014, de mettre les réacteurs à l'arrêt par mesure de précaution, dans l'attente des résultats complémentaires. Le 13 mai 2015, Electrabel a publié un communiqué indiquant que l'indisponibilité de Doel 3 et Tihange 2 serait prolongée jusqu'au 1^{er} novembre 2015, afin de laisser du temps supplémentaire pour l'AFCN de finaliser ses analyses complémentaires.

Le 17 novembre 2015 l'AFCN a autorisé la reprise de l'exploitation de Doel 3 et Tihange 2 jusqu'à 2022 et 2023, dates prévues de leur mise à l'arrêt définitif. De nouveaux tests devront être effectués lors du prochain arrêt des réacteurs, en septembre 2016 et février 2017. En janvier 2016, les deux centrales sont opérationnelles.

3.8 GOUVERNANCE - CONSEIL D'ADMINISTRATION

Au cours de l'exercice 2015, M. Martin Vial, Commissaire aux participations de l'État, a succédé, à compter du 9 septembre 2015, à M. Régis Turrini en qualité de Représentant de l'État au Conseil d'administration d'EDF.

4 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

Décision du Conseil d'administration du 27 janvier 2016 : avancée sur le partenariat stratégique entre EDF et AREVA

Lors de sa réunion du 27 janvier 2016, le Conseil d'administration d'EDF a pris connaissance, à l'issue des *due diligences* réalisées au cours du second semestre 2015, de la finalisation des discussions menées avec AREVA pour l'acquisition par EDF du contrôle des activités d'AREVA NP (société en charge des services et des fabrications d'équipements et de combustibles pour les réacteurs).

Le Conseil a marqué son accord sur la valorisation définitive des activités destinées à être acquises par EDF, qui ressort à 2,5 milliards d'euros pour 100 % du capital. Sans reprise de dette financière d'AREVA NP, ce montant sera susceptible d'une part d'être ajusté à la hausse comme à la baisse en fonction des comptes établis à la date de réalisation de l'opération, et d'autre part, de faire l'objet, en fonction de l'atteinte de certains objectifs de performance mesurés postérieurement à la date de réalisation, d'un éventuel complément de prix d'un montant pouvant atteindre au maximum 350 millions d'euros.

Avec une prise de participation d'EDF envisagée de 51 % à 75 %, une offre engageante pourra être formulée par EDF sur ces bases, après consultation du Comité central d'entreprise et autorisation du Conseil d'administration, une fois que le dispositif d'immunisation totale d'EDF contre les coûts et les risques du projet OL3 et l'ensemble de la documentation contractuelle définitive auront été finalisés.

Cette décision fait suite au protocole d'accord du 30 juillet 2015 formalisant l'état d'avancement des discussions relatives au projet de partenariat entre EDF et AREVA. Ce protocole comporte 3 volets :

- la conclusion d'un accord stratégique et industriel global, afin notamment d'améliorer et de développer l'efficacité de leur coopération dans des domaines tels que la Recherche et Développement, la vente de nouveaux réacteurs à l'export, l'entreposage de combustibles usés et le démantèlement ;
- l'acquisition par EDF du contrôle exclusif d'AREVA NP. Elle prévoit un contrôle majoritaire d'AREVA NP par EDF (au moins 51 %), la participation d'AREVA à hauteur d'un maximum de 25 % dans le cadre d'un partenariat stratégique, et potentiellement la participation d'autres partenaires minoritaires. Ce projet permet une meilleure sécurisation des activités les plus critiques du Grand carénage pour le parc existant en France et une amélioration de l'efficacité des prestations d'ingénierie, de gestion de projets et de certaines fabrications grâce au retour d'expérience d'EDF ;
- la création d'une société dédiée, détenue à hauteur de 80 % par EDF et de 20 % par AREVA NP, destinée à optimiser les activités de conception et de gestion de projets des nouveaux réacteurs. Sa vocation est d'améliorer la préparation et la gestion des projets et les offres de la filière française à l'export grâce à une meilleure coordination du marketing stratégique pour l'élaboration des offres en amont des projets, au développement d'offres plus compétitives et adaptées aux besoins des clients, et à l'harmonisation et l'élargissement de la gamme de réacteurs, tout en assurant la poursuite des partenariats avec les grands industriels au Japon et en Chine. Cette société s'inscrira dans un modèle intégré producteur/fournisseur qui a fait ses preuves dans plusieurs pays.

5 ANALYSE DE L'ACTIVITÉ ET DU COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ POUR 2014 ET 2015

La présentation et les commentaires du compte de résultat consolidé pour 2014 et 2015 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, Royaume-Uni, Italie, Autre international et Autres activités). Le résultat d'exploitation et le résultat net font l'objet d'une analyse globale.

<i>(en millions d'euros)</i>	2015	2014 ⁽¹⁾
Chiffre d'affaires	75 006	73 383
Achats de combustible et d'énergie	(38 775)	(37 213)
Autres consommations externes	(9 526)	(9 181)
Charges de personnel	(12 529)	(11 785)
Impôts et taxes	(3 641)	(3 593)
Autres produits et charges opérationnels	7 066	5 668
Excédent brut d'exploitation	17 601	17 279
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de <i>trading</i>	175	203
Dotations aux amortissements	(9 009)	(7 940)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(102)	(157)
(Pertes de valeur)/reprises	(3 500)	(1 189)
Autres produits et charges d'exploitation	(885)	(212)
Résultat d'exploitation	4 280	7 984
Coût de l'endettement financier brut	(1 994)	(2 243)
Effet de l'actualisation	(2 812)	(2 996)
Autres produits et charges financiers	2 218	2 688
Résultat financier	(2 588)	(2 551)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	1 692	5 433
Impôts sur les résultats	(483)	(1 839)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	192	179
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ	1 401	3 773
Dont résultat net - part du Groupe	1 187	3 701
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	214	72
Résultat net part du Groupe par action en euros :		
Résultat par action	0,32	1,78
Résultat dilué par action	0,32	1,78

1) Les transactions d'EDF Energy sur les marchés de gros d'électricité hors activités de trading dont la position nette était vendeuse au 31 décembre 2014, ont été reclassées des achats d'énergies en chiffre d'affaires pour un montant de 509 millions d'euros.

5.1 CHIFFRE D'AFFAIRES

Le chiffre d'affaires consolidé est en croissance de 2,2 % et en recul organique de 1,8 %.

5.1.1 Évolution du chiffre d'affaires Groupe

(en millions d'euros)	2015	2014 ⁽¹⁾	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	75 006	73 383	1 623	+ 2,2	- 1,8

1) Les transactions d'EDF Energy sur les marchés de gros d'électricité hors activités de trading dont la position nette était vendeuse au 31 décembre 2014, ont été reclassées des achats d'énergies en chiffre d'affaires pour un montant de 509 millions d'euros.

Le chiffre d'affaires s'élève à 75 006 millions d'euros en 2015, en croissance de 1 623 millions d'euros (+ 2,2 %). Hors effets de change (+ 1 216 millions d'euros), résultant principalement de l'appréciation de la livre sterling face à l'euro, et hors effets de périmètre (+ 1 727 millions d'euros), liés pour l'essentiel à la reprise des activités de Dalkia en France le 25 juillet 2014, le chiffre d'affaires est en recul organique de 1,8 %. Retraité de l'impact des tarifs réglementés de vente 2012-2013 enregistré en 2014 pour 921 millions d'euros, le chiffre d'affaires du Groupe est en recul organique de 0,6 %.

5.1.2 Évolution du chiffre d'affaires par segment

(en millions d'euros)	2015	2014	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
France	39 619	39 910	(291)	- 0,7	- 0,3
Royaume-Uni ⁽¹⁾	11 618	10 669	949	+ 8,9	- 1,7
Italie	11 677	12 687	(1 010)	- 8,0	- 8,1
Autre international	5 634	5 603	31	+ 0,6	- 0,3
Autres activités	6 458	4 514	1 944	+ 43,1	+ 0,4
Total hors France	35 387	33 473	1 914	+ 5,7	- 3,6
CHIFFRE D'AFFAIRES DU GROUPE	75 006	73 383	1 623	+ 2,2	- 1,8

1) Les transactions d'EDF Energy sur les marchés de gros d'électricité hors activités de trading dont la position nette était vendeuse au 31 décembre 2014, ont été reclassées des achats d'énergies en chiffre d'affaires pour un montant de 509 millions d'euros.

En 2015, le chiffre d'affaires réalisé hors du segment France représente 47,2 % du chiffre d'affaires consolidé du Groupe contre 45,6 % en 2014.

5.1.2.1 France

Évolution du chiffre d'affaires du segment France

La contribution de la France au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 39 619 millions d'euros, en baisse organique de 115 millions d'euros (- 0,3 %) par rapport à 2014. Retraité de l'impact des tarifs réglementés de vente 2012-2013 enregistrés en 2014 pour 908 millions d'euros, le chiffre d'affaires est en croissance organique de 2,0 % (793 millions d'euros). Cette évolution s'explique par un climat favorable pour 562 millions d'euros, qui s'est traduit par une hausse des volumes vendus (+ 7,7 TWh). Le chiffre d'affaires a également bénéficié de la hausse des tarifs pour 724 millions d'euros. Le chiffre d'affaires a par ailleurs été pénalisé par la baisse des prix de marché, qui a entraîné une diminution des volumes commercialisés à l'ARENH (- 55 TWh) et une augmentation équivalente des volumes vendus sur les marchés.

Les ventes de gaz aux clients finals augmentent de 99 millions d'euros principalement du fait du climat (+ 0,6 TWh).

Au 31 décembre 2015, la part de marché électricité en volume sur l'ensemble des clients finals est de 77,4 %, en retrait de - 1,4 point par rapport à fin 2014. La part de marché gaz naturel s'élève à 5,0 %, en augmentation de 0,3 point par rapport à fin 2014.

Ventilation du chiffre d'affaires du segment France entre activités production et commercialisation (non régulées)¹ activités de réseaux² et activités insulaires³

	2015	2014	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
<i>(en millions d'euros)</i>					
Activités production et commercialisation (non régulées)	37 088	37 678	(590)	- 1,6	- 1,1
Activités de réseaux	13 544	13 276	268	+ 2,0	+ 2,0
Activités insulaires	1 083	1 071	12	+ 1,1	+ 1,1
Éliminations	(12 096)	(12 115)	19		
CHIFFRE D'AFFAIRES DU SEGMENT FRANCE	39 619	39 910	(291)	- 0,7	- 0,3

La baisse organique du chiffre d'affaires des activités non régulées est de 1,1 %. Retraité de l'impact des tarifs réglementés de vente 2012-2013 enregistrés en 2014 pour 881 millions d'euros, le chiffre d'affaires est en croissance organique de 1,3 % (467 millions d'euros) du fait d'un climat plus froid en début d'année 2015 par rapport à 2014. Cette croissance reflète également l'augmentation de la part énergie des tarifs réglementés au 1^{er} novembre 2014 et au 1^{er} août 2015.

Le chiffre d'affaires des activités de réseaux augmente de 2,0 % du fait de la croissance des volumes acheminés due à un climat plus froid en début d'année 2015 par rapport 2014.

Bilan électrique

La production nucléaire s'établit en 2015 à 416,8 TWh contre 415,9 TWh en 2014, soit + 0,9 TWh. Le Groupe dépasse ainsi l'objectif donné au marché pour l'année 2015 compris entre 410 TWh et 415 TWh. Cette amélioration s'explique par la maîtrise des durées d'arrêts programmés.

La production hydraulique s'élève à 32,1 TWh, en diminution par rapport à 2014 (- 5,4 TWh) du fait de conditions hydrologiques moins favorables par rapport à 2014 (voir section 2.4 « Conditions climatiques : températures et pluviométrie »).

La production thermique à flamme s'élève à 6,8 TWh, soit - 0,1 TWh par rapport à 2014.

Les volumes vendus aux clients finals (segment de marché qui comprend les Entreprises Locales de Distribution) sont en augmentation de + 1,2 TWh, dont + 7,9 TWh liés au différentiel de températures. L'impact des pertes de clients est de - 7,8 TWh, dont - 5,4 TWh sur les clients en tarif réglementé de vente jaune et vert.

Les effets de l'extinction du mécanisme des VPP⁴, déjà initiés en 2012, représentent un recul des ventes de 2,7 TWh par rapport à 2014. Par ailleurs, la fourniture d'électricité dans le cadre de l'ARENH a représenté un volume de 16,2 TWh en diminution de 55,1 TWh par rapport à 2014.

EDF a été vendeur net sur les marchés de gros pour 82,7 TWh. L'augmentation des ventes sur les marchés de 55,8 TWh par rapport à 2014 s'explique par la baisse de la demande structurée de - 54,5 TWh (fourniture ARENH).

5.1.2.2 Royaume-Uni

La contribution du **Royaume-Uni** au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 11 618 millions d'euros en 2015, en hausse de + 949 millions d'euros, dont un effet de change de + 1 129 millions d'euros, soit une variation organique de - 1,7 % par rapport à 2014.

La diminution organique du chiffre d'affaires s'explique principalement par la baisse des volumes d'électricité vendus aux clients finals, liée à la baisse du nombre de comptes clients en raison d'une forte concurrence, et par la baisse des tarifs du gaz.

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 ne regroupent plus que les activités de distribution, depuis la mise en équivalence de l'activité transport au 31 décembre 2010. Les activités de réseaux en métropole sont régulées via les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE). Le chiffre d'affaires des activités régulées comprend la part acheminement incluse dans les tarifs intégrés.

3. Activités de production, de commercialisation et de distribution insulaires d'EDF (SEI et PEI).

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

5.1.2.3 Italie

La contribution de l'**Italie** au chiffre d'affaires du Groupe est de 11 677 millions d'euros, en baisse de 8,0 % par rapport à 2014 (- 8,1 % en organique).

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

Dans les activités électriques, le chiffre d'affaires est en baisse de 18 % principalement du fait de la baisse des prix de vente mais également du fait d'une réduction des volumes.

À l'inverse, dans les activités hydrocarbures, le chiffre d'affaires progresse de 9 % grâce à une reprise de la demande suite à une année 2014 pénalisée par un fort effet climat négatif, qui avait significativement impacté les volumes commercialisés aux clients résidentiels et aux centrales thermiques. Cette tendance accompagnée d'une forte augmentation des volumes commercialisés sur les marchés de gros a largement compensé la baisse des prix du gaz et du *brent*.

Le chiffre d'affaires de Fenice s'élève à 387 millions d'euros, en retrait organique de 9 millions d'euros par rapport à 2014.

5.1.2.4 Autre international

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

La contribution du segment au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 5 634 millions d'euros en 2015, en augmentation de 31 millions d'euros par rapport à 2014 soit + 0,6 %. Hors effets de change (- 3 millions d'euros) et effets de périmètre (+ 52 millions d'euros), le chiffre d'affaires est en recul organique de 0,3 % par rapport à 2014.

Cette diminution provient pour l'essentiel :

- de l'**Asie** (- 74 millions d'euros en organique), où la baisse du chiffre d'affaires s'explique essentiellement par la restitution de la concession de Figlec début septembre 2015 ;
- du **Brésil** (- 9 millions d'euros en organique), en raison de la baisse des prix du marché *spot* ;
- de la **Hongrie** (- 23 millions d'euros en organique), où le chiffre d'affaires est notamment impacté par la baisse des tarifs régulés d'électricité et de chaleur intervenue au second semestre 2014 et par le recul des prix de marché de l'électricité liée à la baisse des prix du gaz.

En revanche, en **Belgique**, le chiffre d'affaires augmente de 62 millions d'euros en organique. La progression des volumes de gaz vendus liée à un effet climat très positif et la hausse de l'activité sur les services auxiliaires ont largement compensé la baisse des prix de marché de gros de l'électricité et du gaz.

La **Pologne** enregistre une augmentation organique de 26 millions d'euros, grâce à l'augmentation des prix de l'électricité et des tarifs de chaleur

5.1.2.5 Autres activités

Les **Autres activités** regroupent notamment EDF Énergies Nouvelles, EDF Trading, Électricité de Strasbourg et Dalkia.

La contribution des **Autres activités** au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 6 458 millions d'euros en 2015, en augmentation de 1 944 millions d'euros (+ 43,1 %) et en croissance organique de 19 millions d'euros (+ 0,4 %) par rapport à 2014. L'effet périmètre qui s'élève à + 1 833 millions d'euros concerne pour l'essentiel la prise de contrôle des activités de Dalkia en France à compter de juillet 2014.

La contribution d'**EDF Énergies Nouvelles** au chiffre d'affaires du Groupe s'inscrit en hausse organique de 14 millions d'euros (+ 1,7 %) par rapport à 2014. En 2015, EDF Énergies Nouvelles poursuit le développement de son activité d'exploitation-maintenance.

Le chiffre d'affaires d'**EDF Trading** est en baisse organique de 210 millions d'euros (- 24,5 %) par rapport à 2014. Cette évolution s'explique notamment par une moindre performance sur le marché nord-américain où l'activité avait été particulièrement soutenue en 2014 et par des conditions de marché difficiles, notamment en Europe.

Le chiffre d'affaires d'**Électricité de Strasbourg** s'établit à 802 millions d'euros, en hausse organique de 33 millions d'euros (+ 4,3 %) par rapport à 2014. Cette augmentation s'explique principalement par des

volumes d'électricité et de gaz vendus plus élevés du fait d'un climat plus favorable début 2015 par rapport à 2014.

Le chiffre d'affaires des **activités gazières** s'élève à 594 millions d'euros au 31 décembre 2015 contre 191 millions d'euros au 31 décembre 2014. Il correspond à des activités qui étaient portées sur le premier semestre 2014 par le segment France. La progression organique de 227 millions d'euros reflète la hausse des volumes portée par un effet climat favorable et l'optimisation des activités de stockage.

Le chiffre d'affaires de **Dalkia** contribue à hauteur de 2 878 millions d'euros au chiffre d'affaires du Groupe en lien avec la reprise des activités de Dalkia en France à compter du 25 juillet 2014. Le recul organique de 70 millions d'euros¹ (- 5,3 %) s'explique notamment par une diminution du prix de l'énergie et de l'activité travaux non compensée par l'impact positif du développement commercial.

5.2 EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION (EBE)

L'EBE est en augmentation de 1,9 % et en baisse organique de - 0,6 %. Hors impact de la régularisation tarifaire 2012-2013 enregistré en 2014, la croissance organique est de 3,9 %.

<i>(en millions d'euros)</i>	2015	2014 ⁽¹⁾	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	75 006	73 383	1 623	+ 2,2	- 1,8
Achats de combustible et d'énergie	(38 775)	(37 213)	(1 562)	+ 4,2	+ 1,1
Autres consommations externes	(9 526)	(9 181)	(345)	+ 3,8	- 5,1
Charges de personnel	(12 529)	(11 785)	(744)	+ 6,3	+ 1,4
Impôts et taxes	(3 641)	(3 593)	(48)	+ 1,3	+ 0,6
Autres produits et charges opérationnels	7 066	5 668	1 398	+ 24,7	+ 23,9
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION (EBE)	17 601	17 279	322	+ 1,9	- 0,6

(1) Les transactions d'EDF Energy sur les marchés de gros d'électricité hors activités de trading dont la position nette était vendeuse au 31 décembre 2014, ont été reclassées des achats d'énergies en chiffre d'affaires pour un montant de 509 millions d'euros.

5.2.1 Évolution et analyse de l'EBE Groupe

L'**excédent brut d'exploitation** consolidé du Groupe s'élève à 17 601 millions d'euros en 2015, en augmentation de 1,9 % par rapport à 2014. Retraité des effets de périmètre pour + 155 millions d'euros liés pour l'essentiel à la reprise des activités de Dalkia en France en juillet 2014 et des effets de change favorables de 271 millions d'euros résultant principalement de l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro, l'évolution organique est de - 0,6 %.

Les **achats de combustible et d'énergie** du Groupe s'établissent à 38 775 millions d'euros en 2015, en augmentation de 1 562 millions d'euros par rapport à 2014 (+ 4,2 %) et en hausse organique de 415 millions d'euros (+ 1,1 %). En **France**, l'augmentation organique de 1 144 millions d'euros (+ 7,6 %) provient principalement des obligations d'achats sur les énergies renouvelables, des coûts du combustible nucléaire et des coûts d'accès réseaux d'ERDF. En **Italie**, la baisse organique de 793 millions d'euros, soit - 7,4 %, est essentiellement liée à la baisse des prix et à l'arbitrage sur le contrat gaz libyen, qui ont compensé l'augmentation du volume d'achats de combustible et d'énergie. La baisse organique constatée au **Royaume-Uni** (173 millions d'euros, soit - 2,8 %) est liée à la baisse organique du chiffre d'affaires.

Les **autres consommations externes** du Groupe s'élèvent à 9 526 millions d'euros, en augmentation de 345 millions d'euros par rapport à 2014 (+ 3,8 %) mais en baisse organique de 464 millions d'euros (- 5,1 %). Au **Royaume-Uni**, la baisse organique de 156 millions d'euros (- 12,9 %) reflète les efforts réalisés par EDF Energy pour maîtriser ses coûts, la diminution des charges sur le programme d'efficacité énergétique ECO par rapport à 2014, ainsi que les coûts liés aux inspections et réparations des générateurs de vapeur en 2014 sans équivalent en 2015. En **Italie**, la baisse organique de 112 millions d'euros est principalement liée à un plan de réduction des coûts opérationnels. En **France**, la baisse de 81 millions d'euros (- 1,5 %) reflète les efforts de réduction des coûts notamment des activités thermiques et commerciales.

Les **charges de personnel** du Groupe s'établissent à 12 529 millions d'euros, en augmentation de 744 millions d'euros par rapport à 2014. La hausse organique est de 166 millions d'euros (+ 1,4 %). En **France**, les charges de personnel s'élèvent à 9 209 millions d'euros, en croissance organique de 138 millions d'euros (+ 1,5 %) par rapport à 2014 du fait notamment des embauches réalisées principalement en 2014 dans les

1. La contribution de Dalkia sur le premier semestre 2015 est considérée comme non organique.

activités nucléaires. Hors projet Linky, les effectifs à fin 2015 sont en baisse de 0,5 % par rapport à 2014, des efforts ayant été engagés dans les activités thermiques, commerciales et les fonctions transverses.

Les **impôts et taxes** s'élèvent à 3 641 millions d'euros en 2015, en augmentation de 48 millions d'euros par rapport à 2014 soit + 1,3 % (+ 0,6 % en croissance organique).

Les **autres produits et charges opérationnels** correspondent à un produit net de 7 066 millions d'euros en 2015, en augmentation de 1 398 millions d'euros par rapport à 2014 et en variation organique de 1 355 millions d'euros (+ 23,9 %). En **France**, les autres produits et charges opérationnels augmentent de 610 millions d'euros en organique, principalement du fait de la hausse de la CSPE. L'**Italie** enregistre une hausse organique pour 588 millions d'euros, principalement due, en 2015, aux effets de l'arbitrage du contrat long terme gazier avec la Libye, ainsi qu'à une réduction significative des dépréciations clients suite aux actions mises en oeuvre sur le recouvrement. Le segment **Autres activités** enregistre une hausse organique de 278 millions d'euros, principalement liée à des cessions immobilières.

5.2.1.1 Évolution et analyse de l'EBE par segment

(en millions d'euros)	2015	2014	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
France	11 517	12 198	(681)	- 5,6	- 6,0
Royaume-Uni	2 242	1 941	301	+ 15,5	+ 4,9
Italie	1 345	886	459	+ 51,8	+ 51,5
Autre international	609	632	(23)	- 3,6	- 3,5
Autres activités	1 888	1 622	266	+ 16,4	+ 6,2
Total hors France	6 084	5 081	1 003	+ 19,7	+ 12,4
EBE GROUPE	17 601	17 279	322	+ 1,9	- 0,6

5.2.1.2 France

Évolution de l'EBE du segment France

La contribution de la France à l'EBE du Groupe s'élève à 11 517 millions d'euros, en diminution de 5,6 % (- 6,0 % en organique) par rapport à 2014. Retraité de l'impact de la régularisation des tarifs réglementés de vente pour la période du 23 juillet 2012 au 31 juillet 2013 suite à la décision du Conseil d'État du 11 avril 2014, impact comptabilisé en 2014 pour 731 millions d'euros, l'EBE est stable.

Cette contribution représente 65,4 % de l'EBE du Groupe en 2015, contre 70,6 % en 2014.

Ventilation¹ de l'EBE du segment France entre activités production et commercialisation (non régulées), activités de réseaux et activités insulaires

(en millions d'euros)	2015	2014	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Activités production et commercialisation (non régulées)	6 936	7 929	(993)	- 12,5	- 13,2
Activités de réseaux	3 834	3 558	276	+ 7,8	+ 7,8
Activités insulaires	747	711	36	+ 5,1	+ 5,1
EBE DU SEGMENT FRANCE	11 517	12 198	(681)	- 5,6	- 6,0

L'EBE des **activités production et commercialisation** (non régulées) diminue de 12,5 %. Retraité de l'impact de la régularisation des tarifs réglementés de vente 2012-2013 comptabilisé en 2014 pour 731 millions d'euros et de l'effet périmètre lié au transfert des activités de gestion du portefeuille aval gaz sur le segment « Autres activités » pour 53 millions d'euros, l'EBE est en diminution de 317 millions d'euros, soit - 4,4 %.

L'impact de la bonne performance de la production nucléaire (+ 0,9 TWh) et des conditions climatiques plus favorables (+ 7,9 TWh) s'élève à + 41 millions d'euros. La production hydraulique est en revanche en baisse de 5,4 TWh (- 207 millions d'euros).

1. Ventilation explicitée dans la partie 5.1.2.1.

L'année 2015 a été marquée par des conditions de marché moins favorables qui ont un impact de - 437 millions d'euros. Dans le contexte de fin des tarifs réglementés de vente jaunes et verts, les pertes clients (- 7,9 TWh) ont un impact défavorable de - 149 millions d'euros. La baisse des prix de marché a entraîné notamment une diminution des volumes commercialisés dans le cadre de l'ARENH et une augmentation équivalente des ventes réalisées aux prix de marché. L'impact de cette moindre souscription de l'ARENH est d'environ - 230 millions d'euros en 2015.

Ces effets sont contrebalancés par la hausse des tarifs régulés de vente au 1^{er} novembre 2014 et au 1^{er} août 2015 qui contribue à l'EBE à hauteur de + 800 millions d'euros.

La croissance des autres consommations externes et des charges de personnels est maîtrisée (+ 0,1 %). Des actions d'adaptation des coûts notamment des activités commerciales, thermiques et des fonctions transverses sont engagées.

La diminution de l'EBE du non régulé s'explique enfin par des mouvements non récurrents de provisions notamment sur le traitement du combustible nucléaire.

L'EBE des **activités de réseaux** est en hausse de + 7,8 %. Cette croissance est due au climat moins doux en début d'année 2015 par rapport à 2014 (+ 122 millions d'euros), à la diminution du coût d'achats de pertes liés à la baisse des prix de marché de l'électricité et l'évolution favorable de provisions et charges non récurrentes.

L'EBE des **activités insulaires** est en augmentation de 36 millions d'euros (+ 5,1 %) en raison notamment des mises en service de nouvelles centrales par la filiale EDF Production Électrique Insulaire (EDF PEI).

5.2.1.3 Royaume-Uni

La contribution du **Royaume-Uni** à l'EBE du Groupe est de 2 242 millions d'euros en 2015, en augmentation de 15,5 % par rapport à 2014 et de 4,9 % en organique. La dépréciation de l'euro vis-à-vis de la livre sterling a eu un impact favorable de 205 millions d'euros par rapport à 2014.

La production nucléaire s'élève à 60,6 TWh en 2015, en hausse de + 4,4 TWh par rapport à celle de 2014. Cette augmentation résulte essentiellement de la fin des travaux d'inspection et de réparation des générateurs de vapeur des centrales d'Heysham 1 et de Hartlepool : trois des réacteurs ont redémarré fin 2014, et le quatrième début 2015. La production du reste du parc nucléaire enregistre une très bonne performance opérationnelle.

Par ailleurs, EDF Energy a engagé sur l'ensemble de ses activités un plan d'économie pour maîtriser ses coûts et réalise en 2015 une baisse des charges sur le programme d'efficacité énergétique ECO.

5.2.1.4 Italie

La contribution du segment **Italie** à l'EBE du Groupe s'élève à 1 345 millions d'euros, en augmentation de 51,8 % par rapport à 2014 et en hausse organique de 51,5 %.

Ce résultat concerne principalement Edison et intègre les effets positifs pour 855 millions d'euros de la décision rendue par la Cour internationale d'arbitrage dans le litige qui opposait Edison à ENI dans le cadre de la révision de prix du contrat long terme de gaz libyen.

Cette croissance de l'EBE traduit néanmoins une situation contrastée entre les différents métiers.

L'EBE de l'activité électricité traduit une contraction des marges de la production thermique, une hydraulité moins favorable qu'en 2014 qui avait connu des conditions exceptionnelles et une évolution défavorable des prix moyens de vente.

A l'inverse, l'EBE des activités hydrocarbures affiche une hausse de 749 millions d'euros. Les effets positifs de l'arbitrage ont été en partie réduits par la chute des cours du *brent* affectant négativement les activités d'exploration-production.

Par ailleurs, un plan de réduction des coûts a été mis en œuvre dès le début de l'année pour s'adapter à la nouvelle situation du marché.

Hors effets liés aux révisions de prix des contrats russe en 2014 et libyen en 2015, la hausse de l'EBE des activités hydrocarbures est de 294 millions d'euros. En revanche l'EBE du segment Italie est stable malgré un contexte de prix défavorable.

Fenice a contribué à hauteur de 85 millions d'euros à l'EBE du Groupe en 2015, en baisse de 1,2 % par rapport à 2014 du fait d'effets de change défavorable et en progression organique de 1,2 %.

5.2.1.5 Autre international

L'EBE du segment **Autre international** s'élève à 609 millions d'euros en 2015, en diminution de 3,6 % par rapport à 2014 (- 3,5 % en organique).

Cette diminution est essentiellement due à l'**Asie**, en lien avec la fin de la concession Figlec début septembre 2015, et au **Brésil**, où le recul organique de l'EBE de 26 millions d'euros est principalement lié au programme de maintenance réalisé en 2015, sans équivalent en 2014. Par ailleurs, l'impact de la baisse du prix de l'électricité sur le marché *spot* est compensé par la baisse du prix d'achat de gaz.

En revanche, l'EBE de la **Belgique** est en hausse organique de 44 millions d'euros, grâce à la progression de la production éolienne liée aux récentes mises en service (+ 37 % de capacités éoliennes installées par rapport à fin décembre 2014) et à l'augmentation de l'activité sur les services auxiliaires. L'EBE a par ailleurs été pénalisé par l'arrêt, depuis le 25 mars 2014, des centrales de Doel 3 et Tihange 2 dont l'autorisation de redémarrage n'a eu lieu qu'en décembre 2015.

L'EBE en **Pologne** enregistre une augmentation organique de 37 millions d'euros, grâce à une amélioration des marges en lien avec l'augmentation des prix et à une maîtrise des coûts opérationnels.

5.2.1.6 Autres activités

Les **Autres activités** contribuent à l'EBE du Groupe à hauteur de 1 888 millions d'euros, en hausse organique de 6,2 % par rapport à 2014.

La contribution d'**EDF Énergies Nouvelles** à l'EBE du Groupe s'élève à 818 millions d'euros. La progression organique de 69 millions d'euros (+ 10,0 %) par rapport à 2014 est tirée principalement par une hausse de la production résultant des mises en service de 2015, des bonnes conditions climatiques en Europe et par une activité de Développement-Vente d'Actifs Structurés dynamique.

L'EBE d'**EDF Trading** s'élève à 495 millions d'euros en 2015, en recul organique de 139 millions d'euros (- 22,0 %) par rapport à 2014. Cette évolution est directement liée à la dégradation de la marge de *trading* observée au niveau du chiffre d'affaires (voir section 5.1.2.5) partiellement compensée par des plus-values de cessions réalisées en 2015.

L'EBE de **Dalkia**, s'élève à 217 millions d'euros en 2015, en croissance organique de 38 millions d'euros¹ par rapport à 2014 du fait notamment de plans d'efficacité opérationnels et du développement commercial.

Des cessions immobilières réalisées en 2015 contribuent également à la hausse organique de l'EBE du Groupe.

5.3 RÉSULTAT D'EXPLOITATION

Le résultat d'exploitation est en baisse de 46,4 %.

<i>(en millions d'euros)</i>	2015	2014	Variation en valeur	Variation en %
EBE	17 601	17 279	322	+ 1,9
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières, hors activités de <i>trading</i>	175	203	(28)	- 13,8
Dotations aux amortissements	(9 009)	(7 940)	(1 069)	+ 13,5
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(102)	(157)	55	- 35,0
(Pertes de valeur)/reprises	(3 500)	(1 189)	(2 311)	+ 194,4
Autres produits et charges d'exploitation	(885)	(212)	(673)	+ 317,5
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	4 280	7 984	(3 704)	- 46,4

Le **résultat d'exploitation** consolidé du Groupe s'élève à 4 280 millions d'euros en 2015, en baisse de 3 704 millions d'euros par rapport à 2014. Cette baisse s'explique principalement par l'augmentation des dotations aux amortissements, notamment en France et au Royaume-Uni, et par la hausse des pertes de valeur.

1. La contribution de Dalkia sur le premier semestre 2015 est considérée comme non organique.

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 + 203 millions d'euros en 2014 à + 175 millions d'euros en 2015. Cette évolution s'explique notamment par l'**Italie**, où elle concerne des couvertures économiques du portefeuille industriel gaz. Elle reflète principalement le dénouement à l'échéance des instruments de couverture économique qui avaient généré des résultats positifs en 2014 auquel s'ajoute l'évolution de juste valeur positive des instruments de couverture portant sur des positions gaz au-delà de 2015.

5.3.2 Dotations aux amortissements

Les dotations aux amortissements augmentent de 1 069 millions d'euros par rapport à 2014.

La **France** a enregistré une hausse des dotations aux amortissements de 347 millions d'euros, essentiellement expliquée par les investissements sur le parc de production (mises en services industrielles et maintenance nucléaire) et sur les actifs de distribution.

Au **Royaume-Uni**, l'augmentation des dotations aux amortissements de 409 millions d'euros (303 millions d'euros en organique) s'explique notamment par la hausse des investissements de maintenance du parc nucléaire et des centrales charbon.

En **Italie**, l'augmentation des dotations aux amortissements de 142 millions d'euros s'explique notamment par la hausse des dépenses d'exploration.

Sur le segment **Autres activités**, l'augmentation des dotations aux amortissements de 95 millions d'euros est essentiellement liée à l'entrée de périmètre de Dalkia en juillet 2014.

5.3.3 Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession

La diminution de 55 millions d'euros des dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession en 2015 par rapport à 2014 est essentiellement attribuable à ERDF.

5.3.4 Pertes de valeur/reprises

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

- Le **Royaume-Uni** pour 1 096 millions d'euros. La faiblesse des revenus complémentaires générés par le mécanisme de capacité, la baisse des niveaux de *spread* sur l'horizon *forward* et long-terme et l'absence de réaction à la hausse du marché face aux déclassements d'actifs annoncés en 2015, ont conduit à la comptabilisation d'une perte de valeur de 811 millions d'euros au titre des centrales charbon de Cottam et West Burton A, ainsi que, dans une moindre mesure, la centrale gaz de West Burton B mise en service en 2013. Enfin, la révision à la baisse des niveaux de volatilité captés par les stockages gaz a conduit à enregistrer une perte de valeur de 285 millions d'euros au titre de ces actifs ;
- **Edison** pour 1 419 millions d'euros. De mauvaises conditions de marché conduisant à réduire sensiblement les possibilités d'optimisation du portefeuille d'actifs, une faible demande et une hypothèse de rémunération de la capacité révisée à la baisse ont conduit à la comptabilisation de 868 millions d'euros de pertes de valeur principalement au titre des actifs thermiques, hydrauliques et éoliens. Et la baisse durable des prix du *brent* et du gaz sur l'horizon de marché a conduit à enregistrer une perte de valeur de 551 millions d'euros au titre des activités d'exploration-production ;
- La **Pologne** pour 206 millions d'euros. La dégradation des *clean dark spreads* a pénalisé les performances de certains actifs thermiques polonais, notamment ceux pleinement exposés aux prix de marché.

Les autres pertes de valeur sont détaillées dans la note 13 « Pertes de valeur/reprises » des comptes consolidés au 31 décembre 2015.

En 2014, les pertes de valeur constatées pour 1 189 millions d'euros concernaient principalement :

- la **Belgique** pour 586 millions d'euros concernant la filiale EDF Luminus en raison de la dégradation des hypothèses de prix de marché à long terme ;

- le **Royaume-Uni** pour 169 millions d'euros concernant la centrale thermique à cycle combiné gaz de West Burton B en lien avec la baisse des prix de marché du gaz et les cavités gaz de Hill Top Farm situées dans la région de Cheshire en raison de la réduction du nombre de cavités de stockage mises en développement pour des raisons de sécurité sur le site et des conditions de marché défavorables ;
- **Edison** pour 167 millions d'euros portant principalement sur des actifs hydrauliques et éoliens qui subissent la baisse des prix de marché.

5.3.5 Autres produits et charges d'exploitation

En 2015, les autres produits et charges d'exploitation représentent une charge nette de 885 millions d'euros contre une charge nette de 212 millions d'euros en 2014.

En 2015, ils intègrent pour l'essentiel les éléments suivants :

- une dotation de 820 millions d'euros au titre de l'arrêté du 15 janvier 2016 relatif au coût afférent à la mise en œuvre des solutions de gestion à long terme des déchets radioactifs de Haute et de Moyenne Activité à Vie longue concernant le coût du projet de stockage Cigéo (voir section 3.6.1.6 « Arrêté concernant le coût du projet de stockage Cigéo ») ;
- une dotation de 590 millions d'euros dans le cadre de la mise à jour du scénario industriel et de l'évaluation des devis pour la déconstruction de centrales nucléaires définitivement arrêtées, minorée par une reprise de 332 millions d'euros de la provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs en lien avec la mise à jour de ce scénario, soit un effet net de 258 millions d'euros ;
- un produit de 287 millions d'euros au titre de l'accord, signé le 30 juin 2015 entre EDF et Engie, et relatif au mécanisme de compensation lié aux avantages en nature énergie. Cet accord a entraîné un changement contractuel du nombre de bénéficiaires à la charge du Groupe ;
- un produit de 154 millions d'euros au titre de la modification de régime mise en place par EDF Energy pour ses plans de retraite à prestations définies.

Les autres produits et charges d'exploitation de l'exercice 2014 intègrent les éléments suivants :

- un résultat de cession de 217 millions d'euros relatif aux opérations autour de la participation du Groupe dans Dalkia ;
- une charge de 388 millions d'euros relative à la déconstruction des centrales nucléaires françaises définitivement à l'arrêt (centrales Uranium Naturel Graphite Gaz (UNGG), Creys-Malville, Brennilis et Chooz A).

5.4 RÉSULTAT FINANCIER

<i>(en millions d'euros)</i>	2015	2014	Variation en valeur	Variation en %
Coût de l'endettement financier brut	(1 994)	(2 243)	249	- 11,1
Effet de l'actualisation	(2 812)	(2 996)	184	- 6,1
Autres produits et charges financiers	2 218	2 688	(470)	- 17,5
RÉSULTAT FINANCIER	(2 588)	(2 551)	(37)	+ 1,5

Le résultat financier représente une charge de 2 588 millions d'euros en 2015, en hausse de 37 millions d'euros par rapport à 2014. Cette évolution s'explique par :

- un coût de l'endettement financier en baisse, du fait notamment de l'impact positif de la variabilisation de la dette ;
- une diminution des charges d'actualisation de 184 millions d'euros par rapport à 2014, essentiellement concernant les provisions sur avantages au personnel ;
- une dégradation de 470 millions d'euros des autres produits et charges financiers, l'augmentation des plus values de cession d'actifs dédiés étant plus que compensée par les intérêts financiers liés à la décision de la Commission européenne du 22 juillet 2015 pour 360 millions d'euros (voir section 3.1 « Décision de la Commission européenne concernant le traitement fiscal des provisions créées entre 1987 et 1996 pour le renouvellement des ouvrages du Réseau d'Alimentation Général (RAG) »).

5.5 IMPÔTS SUR LES RÉSULTATS

L'impôt sur les résultats s'élève à 483 millions d'euros, correspondant à un taux effectif d'impôt de 28,5 % en 2015. Ce taux effectif d'impôt s'établissait à 33,8 % en 2014.

Le taux effectif d'impôt est affecté à la hausse par les pertes de valeur ; retraité de ces éléments, il s'établit à 24,3 % en 2015 contre 32,2 % en 2014.

La baisse du taux effectif d'impôt entre 2014 et 2015 s'explique en particulier par la réduction du taux d'impôt et l'annulation de la taxe Robin Hood en **Italie** et par la baisse du taux d'impôt au **Royaume-Uni**.

5.6 QUOTE-PART DE RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES ASSOCIÉES ET DES COENTREPRISES

Le Groupe enregistre un produit de 192 millions d'euros en 2015, contre un produit de 179 millions d'euros en 2014. Cette hausse s'explique essentiellement par la croissance du résultat de RTE en raison d'un climat favorable par rapport à 2014.

La quote-part de résultat des entreprises associées inclut en 2015 des pertes de valeur pour un montant total de 549 millions d'euros dont :

- **Alpiq** pour 196 millions d'euros. Dans un contexte de persistance de prix bas sur les marchés de gros, le Groupe a procédé à une dépréciation des actifs suisses d'Alpiq correspondant à la quote-part des pertes de valeur passées dans les comptes publiés d'Alpiq au 30 juin 2015.

Si le groupe Alpiq était amené à enregistrer des pertes de valeur complémentaires à l'occasion de la clôture de ses comptes consolidés annuels 2015, le groupe EDF serait amené à en tirer les conséquences dans ses comptes semestriels 2016.

- **CENG** pour 271 millions d'euros. Cette perte de valeur résulte d'une dégradation des prix *forwards* et des prix de long-terme de l'électricité entraînés par la baisse durable des prix du gaz.

En 2014, des pertes de valeur avaient été enregistrées pour un montant de 425 millions d'euros, dont 206 millions d'euros sur Alpiq, 122 millions d'euros sur CENG et 83 millions sur la participation dans la coentreprise Estag (Autriche).

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 214 millions d'euros en 2015, en augmentation de 142 millions d'euros par rapport à 2014. Cette variation correspond essentiellement à la hausse des revenus de Centrica sur l'activité de production nucléaire.

5.8 RÉSULTAT NET PART DU GROUPE

Le résultat net part du Groupe s'élève à 1 187 millions d'euros en 2015, en baisse de 2 514 millions d'euros par rapport à 2014, soit - 67,9 %.

5.9 RÉSULTAT NET COURANT

Le résultat net courant¹ s'établit à 4 822 millions d'euros en 2015, en baisse de 0,6 % par rapport à 2014.

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 :

- - 3 759 millions d'euros pour divers risques et dépréciations en 2015, contre - 1 290 millions d'euros en 2014.
- + 124 millions d'euros de variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading nets d'impôt en 2015, contre + 139 millions d'euros en 2014.

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. Il prend également en compte le prêt du Groupe à RTE.

Le tableau suivant présente l'évolution de l'endettement financier net du Groupe :

<i>(en millions d'euros)</i>	2015	2014 retraité ⁽¹⁾	Variation en valeur	Variation en %
Excédent brut d'exploitation	17 601	17 279	322	+ 1,9
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBE	(1 610)	(1 901)	291	-
Frais financiers nets décaissés	(1 252)	(1 752)	500	-
Impôt sur le résultat payé	(1 508)	(2 614)	1 106	-
Autres éléments dont dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises	271	679	(408)	-
Cash flow opérationnel ⁽²⁾	13 502	11 691	1 811	+ 15,5
Variation du besoin en fonds de roulement net	132	(1 041)	1 173	-
Investissements nets ⁽³⁾	(12 672)	(11 887)	(785)	-
Cash flow après investissements nets	962	(1 237)	2 199	-
Décision de la Commission européenne (RAG) ⁽⁴⁾	(906)	-	(906)	-
Actifs dédiés	217	174	43	-
Cash flow avant dividendes ⁽⁵⁾	273	(1 063)	1 336	-
Dividendes versés en numéraire	(2 337)	(2 944)	607	-
Cash flow Groupe	(2 064)	(4 007)	1 943	-
Emission de titres subordonnés à durée indéterminée	-	3 970	(3 970)	-
Autres variations monétaires	(278)	(44)	(234)	-
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net, hors effet de change	(2 342)	(81)	(2 261)	-
Effet de la variation de change	(951)	(990)	39	-
Autres variations non monétaires	106	296	(190)	-
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net	(3 187)	(775)	(2 412)	-
ENDETTEMENT FINANCIER NET OUVERTURE	34 208	33 433	775	-
ENDETTEMENT FINANCIER NET CLÔTURE	37 395	34 208	3 187	-

(1) Données retraitées des investissements sur opérations stratégiques reclassés en investissements nets.

(2) 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.

(3) 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 les nouveaux développements (dont Linky) ainsi que les cessions d'actifs permettant de les financer.

(4) Le 22 juillet 2015, la Commission européenne a rendu une nouvelle décision qualifiant d'aide d'État incompatible avec les règles de l'Union européenne le traitement fiscal des provisions créées entre 1987 et 1996 pour le renouvellement des ouvrages du Réseau d'Alimentation Générale (RAG) (voir section 3.1).

(5) 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 (2) après variation du besoin en fonds de roulement net, investissements nets définis en note (3), décision de la Commission européenne (RAG) et dotations nettes sur actifs dédiés.

6.1 CASH FLOW OPÉRATIONNEL

Le cash flow opérationnel s'établit à 13 502 millions d'euros en 2015 contre 11 691 millions d'euros en 2014, soit une augmentation de 1 811 millions d'euros (ou + 15,5 %).

Cette variation s'explique principalement par :

- la progression de l'EBE (+ 322 millions d'euros), ainsi que par une moindre élimination d'éléments non monétaires inclus dans cet agrégat (- 1 610 millions d'euros en 2015 contre - 1 901 millions d'euros en 2014), du fait notamment de débouclages de positions favorables sur l'activité de *trading* enregistrées fin 2014 ;
- une diminution des frais financiers nets décaissés (1 252 millions d'euros en 2015 contre 1 752 millions d'euros en 2014) qui s'explique essentiellement par l'effet année pleine en 2015 de la variabilisation des taux d'emprunts menée entre janvier et juin 2014 ;
- la baisse de l'impôt sur le résultat payé (- 1 508 millions d'euros en 2015 contre - 2 614 millions d'euros en 2014), essentiellement en raison des écarts en France sur les soldes d'impôt relatifs aux exercices précédents et de la diminution des acomptes d'impôts versés en France en 2015 en lien avec la baisse du résultat fiscal.

Ces hausses sont partiellement compensées par une baisse des dividendes reçus (- 350 millions d'euros), principalement en raison du dividende exceptionnel reçu de CENG en 2014, sans équivalent en 2015.

6.2 VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT

Le besoin en fonds de roulement (BFR) est en diminution de + 132 millions d'euros sur l'année 2015. Cette variation s'explique principalement par :

- l'encaissement des créances clients relatives à la régularisation des tarifs réglementés de vente 2012-2013 pour + 775 millions d'euros ;
- des gains liés au plan d'amélioration du BFR essentiellement sur les stocks et les créances clients pour environ + 700 millions d'euros ;
- l'effet de change et le prix défavorables de l'uranium en France et au Royaume-Uni pour environ - 400 millions d'euros ;
- l'augmentation de la créance d'exploitation CSPE pour - 230 millions d'euros ;
- l'impact du climat en France peu significatif en 2015 ;
- d'autres effets opérationnels pour environ - 300 millions d'euros.

Par rapport à 2014, l'écart de variation du besoin en fonds de roulement (+ 1 173 millions d'euros) s'explique essentiellement par l'effet favorable de la régularisation des tarifs réglementés de vente 2012-2013 pour environ + 1,8 milliard d'euros, les gains liés au plan d'amélioration du BFR pour environ + 700 millions d'euros, compensés principalement par l'effet du climat en France sur les créances clients pour environ - 350 millions d'euros, un effet prix et change défavorables en 2015 sur les stocks de combustibles nucléaire en France et au Royaume-Uni pour environ - 200 millions d'euros.

6.3 INVESTISSEMENTS NETS

Les investissements nets s'élèvent à 12 672 millions d'euros en 2015 contre 11 887 millions d'euros en 2014, soit une augmentation de 785 millions d'euros (+ 6,6 %) et se décomposent ainsi :

<i>(en millions d'euros)</i>	2015	2014 ⁽¹⁾	Variation en valeur	Variation en %
Activités production et commercialisation (non régulées)	5 684	5 574	110	+ 2,0
Activités réseaux	2 885	2 722	163	+ 6,0
Activités insulaires	430	438	(8)	- 1,8
France	8 999	8 734	265	+ 3,0
Royaume-Uni	1 111	977	134	+ 13,7
Italie	585	78	507	n.a
Autre international	922	488	434	+ 88,9
International	2 618	1 543	1 075	+ 69,7
Autres activités	825	1 198	(373)	- 31,1
INVESTISSEMENTS NETS HORS NOUVEAUX DÉVELOPPEMENTS ET HORS CESSIONS D'ACTIFS	12 442	11 475	967	+ 8,4
NOUVEAUX DÉVELOPPEMENTS NETS DES CESSIONS D'ACTIFS	230	412	(182)	- 44,2
INVESTISSEMENTS NETS	12 672	11 887	785	+ 6,6

(1) Données retraitées principalement des investissements nets du Nuclear New Build au Royaume-Uni considérés en nouveaux développements.

En France, l'augmentation des investissements nets est de + 265 millions d'euros, soit + 3 %.

- Concernant les activités production et commercialisation (non régulées), la hausse des investissements nets (+ 110 millions d'euros) résulte principalement des activités de maintenance nucléaire.
- Pour les activités de réseaux, la hausse des investissements nets (+ 163 millions d'euros) s'explique principalement par des décaissements en 2015 relatifs à des investissements réalisés en fin d'année 2014. La baisse des investissements de raccordement est compensée par l'augmentation des investissements d'amélioration de la qualité de la desserte et de renforcement des réseaux.

Les investissements nets à l'International augmentent de 1 075 millions d'euros, soit + 69,7 %.

- Au Royaume-Uni, l'augmentation de 134 millions d'euros, soit + 13,7 %, s'explique notamment par un effet de change défavorable.
- En Italie, la hausse de 507 millions d'euros s'explique principalement par le développement de projets déjà lancés dans l'exploration-production, ainsi que par des cessions d'actifs réalisées en 2014 sans équivalent en 2015.
- L'augmentation du segment Autre international (+ 434 millions d'euros) s'explique notamment par des investissements de mises aux normes environnementales des centrales au charbon et de cogénération en Pologne, ainsi que par des investissements réalisés en Belgique dans le cadre de la réorganisation actionnariale d'EDF Luminus.

Les investissements nets des Autres activités sont en baisse de 373 millions d'euros, soit - 31,1 %. Cette variation résulte principalement d'EDF Énergies Nouvelles, dont la poursuite du développement de capacité se traduit par un niveau élevé d'investissement mais qui bénéficie de subventions perçues en 2015 en hausse, principalement pour des projets de parcs éoliens aux États-Unis.

Les nouveaux développements et cessions d'actifs correspondent aux nouveaux projets de développement du Groupe ainsi qu'aux cessions d'actifs permettant de les financer. Ils incluent également les investissements Linky. En 2015, comme en 2014, ces nouveaux développements correspondent principalement aux investissements relatifs au nouveau nucléaire au Royaume-Uni et dans une moindre mesure à Linky, et aux projets éoliens *offshore*. Les cessions d'actifs correspondent essentiellement à des cessions immobilières, aux cessions d'actifs réalisées par EDF Trading ainsi qu'à la cession des participations du Groupe dans Estag et BE Zrt.

6.4 RÉSEAU D'ALIMENTATION GÉNÉRALE (RAG)

Suite à la décision de la Commission européenne du 22 juillet 2015, qualifiant d'aide d'État, incompatible avec le marché commun, le traitement fiscal des provisions créées entre 1987 et 1996 pour le renouvellement des ouvrages du Réseau d'Alimentation Générale, EDF a procédé au remboursement des sommes exigées. Celles-ci correspondent au montant de l'aide (889 millions d'euros) augmentée des intérêts (494 millions d'euros) calculés selon les modalités fixées par la Commission.

L'impact lié au RAG s'élève à 906 millions d'euros et se décompose de la façon suivante :

- le versement à l'État de 1 383 millions d'euros, partiellement compensé par le remboursement de RTE à hauteur de 375 millions d'euros ;
- une économie d'impôt de 102 millions d'euros en lien avec la baisse du résultat fiscal.

6.5 ACTIFS DÉDIÉS

Conformément à la loi 2006-739 du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, EDF a constitué un portefeuille d'actifs dédiés pour sécuriser le financement de ses engagements nucléaires de long terme qui s'élève à 23 480 millions d'euros au 31 décembre 2015.

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 2015, les flux net de 217 millions d'euros correspondent aux deuxième et troisième catégories décrites ci-dessus.

6.6 CASH FLOW AVANT DIVIDENDES

Le cash flow avant dividendes s'établit à 273 millions d'euros en 2015 (contre - 1 063 millions d'euros en 2014) et s'explique essentiellement par :

- un cash flow opérationnel de 13 502 millions d'euros ;
- des investissements nets de - 12 672 millions d'euros ;
- le décaissement lié au RAG pour - 906 millions d'euros ;

L'amélioration de + 1 336 millions d'euros par rapport à 2014 provient essentiellement de la progression du cash flow opérationnel pour + 1 811 millions d'euros, toutefois diminuée par le décaissement lié au RAG pour - 906 millions d'euros en 2015.

6.7 DIVIDENDES VERSÉS EN NUMÉRAIRE

Les dividendes versés en numéraire (- 2 337 millions d'euros) comprennent :

- le solde du dividende 2014 pour 1 268 millions d'euros ;
- l'acompte sur dividende 2015 pour 152 millions d'euros, voté en Conseil d'administration le 4 novembre 2015 et payé le 18 décembre 2015 à hauteur de 0,57 euro par action ;
- les rémunérations versées en 2015 aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée au titre des « émissions hybrides » de janvier 2013 et janvier 2014 (591 millions d'euros) ;
- les dividendes versés par les filiales du Groupe à leurs actionnaires minoritaires (326 millions d'euros).

La variation favorable par rapport à 2014 de 607 millions d'euros est principalement liée au paiement en actions, pour 85,63 % des porteurs de titres, de l'acompte sur dividende au titre de 2015.

6.8 CASH FLOW GROUPE

Le cash flow Groupe s'élève à - 2 064 millions d'euros contre - 4 007 millions d'euros en 2014. L'amélioration de + 1 943 millions d'euros par rapport à 2014 est principalement liée à la variation du cash flow avant dividendes pour + 1 336 millions d'euros et à la diminution des dividendes versés en numéraire pour + 607 millions d'euros.

6.9 EFFET DE LA VARIATION DE CHANGE

L'effet de change (appréciations de la livre sterling et du dollar américain par rapport à l'euro¹) a un impact défavorable de - 951 millions d'euros sur l'endettement financier net du Groupe au 31 décembre 2015.

6.10 ENDETTEMENT FINANCIER NET

L'endettement financier net du Groupe s'établit ainsi à 37 395 millions d'euros au 31 décembre 2015. Il était de 34 208 millions d'euros au 31 décembre 2014. Cette augmentation de 3 187 millions d'euros s'explique principalement par un cash flow Groupe négatif (- 2 064 millions d'euros) et une variation de change défavorable (- 951 millions d'euros).

6.11 RATIOS FINANCIERS

	2015	2014	2013 retraité
Endettement financier net/EBE	2,1	2,0	2,1
Endettement financier net/(endettement financier net + capitaux propres) ⁽¹⁾	48 %	46 %	46 %

(1) Capitaux propres y compris participations ne donnant pas le contrôle et retraités de l'application des normes IFRS 10 et IFRS 11 au 31 décembre 2013.

7 GESTION ET CONTROLE DES RISQUES MARCHÉS

7.1 GESTION ET CONTROLE 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 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'ERDF. 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 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 (méthodologie et organisation) sur les entités EDF et les filiales du Groupe contrôlées opérationnellement (hors ERDF) ainsi qu'un contrôle de premier niveau des activités de financement de la tête du Groupe, incluant notamment la salle des marchés.

Le Département CRFI produit des rapports de suivi quotidien des indicateurs de risques, concernant les activités de la salle des marchés financiers d'EDF.

Des audits internes réguliers s'assurent de la mise en place effective des contrôles et de leur efficacité.

1. Appréciation de 6,1 % de la livre sterling face à l'euro : 1,362 €/£ au 31 décembre 2015 ; 1,284 €/£ au 31 décembre 2014 ;
Appréciation de 11,5 % du dollar américain face à l'euro : 0,919 €/€\$ au 31 décembre 2015 ; 0,824 €/€\$ au 31 décembre 2014.

7.1.1 Position de liquidité et gestion du risque de liquidité

7.1.1.1 Position de liquidité

Au 31 décembre 2015, les liquidités du Groupe, composées des actifs liquides, de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, s'élèvent à 22 323 millions d'euros et les lignes de crédit disponibles s'établissent à 11 380 millions d'euros.

Sur l'année 2016, les flux prévisionnels de remboursement et d'intérêts de la dette du Groupe au 31 décembre 2015 s'élèveront à 12 799 millions d'euros, dont 3 751 millions d'euros au titre d'emprunts obligataires (hors dettes hybrides).

Au 31 décembre 2015, aucune société du Groupe n'a fait l'objet d'un défaut de paiement au titre de ses emprunts.

7.1.1.2 Gestion du risque de liquidité

EDF a mis en place le 18 avril 1996 un programme d'émission de titres de créances sous forme d'*Euro Medium Term Notes* (programme dit « EMTN »). Ce programme a été renouvelé régulièrement depuis cette date jusqu'en mai 2009, date à laquelle un programme EMTN de droit français a été établi pour les émissions réalisées par EDF sous programme EMTN à compter de cette date. Ce programme a été renouvelé régulièrement depuis cette date et le montant actuel du plafond de ce programme est de 45 milliards d'euros.

EDF a lancé le 25 septembre 2015 sur le marché taiwanais une émission obligataire « senior » (dite « Formosa ») pour un montant de 1 500 millions de dollars américains d'une maturité de 30 ans, avec un coupon fixe de 4,75 %.

EDF a également lancé le 8 octobre 2015 une émission obligataire « senior » pour un montant de 4 750 millions de dollars en cinq tranches en dollars américains :

- obligation de 1 500 millions de dollars d'une maturité de 5 ans avec un coupon de 2,35 % ;
- obligation verte de 1 250 millions de dollars d'une maturité de 10 ans avec un coupon de 3,625 % ;
- obligation de 500 millions de dollars d'une maturité de 20 ans avec un coupon de 4,75 % ;
- obligation de 1 150 millions de dollars d'une maturité de 30 ans avec un coupon de 4,95 % ;
- obligation de 350 millions de dollars d'une maturité de 40 ans avec un coupon de 5,25 %.

La tranche d'obligation verte (émission dite « *green bond* »), d'un montant total de 1,25 milliard de dollars avec une maturité de 10 ans et un coupon fixe de 3,625 %, permet à EDF de poursuivre ses investissements de développement des énergies renouvelables. Cette transaction s'appuie sur la structure de l'émission obligataire d'EDF datant de novembre 2013, une référence pour le marché, et démontre l'engagement continu d'EDF dans le développement du marché des *green bonds* et son soutien aux meilleures pratiques, en ligne avec les *Green Bond Principles*¹:

- les fonds levés dans le cadre de cette émission sont exclusivement dédiés au financement de nouveaux projets d'énergie renouvelable développés par EDF Énergies Nouvelles ;
- les projets financés sont sélectionnés dans le cadre d'un processus minutieux et documenté basé sur des critères ESG validés par l'agence de notation extrafinancière Vigeo² ;
- les fonds levés sont gérés et suivis selon un strict principe de ségrégation, depuis leur réception au niveau de la trésorerie EDF jusqu'à leur allocation à des projets verts éligibles.

EDF publiera régulièrement des informations relatives aux montants alloués au titre du *green bond* ainsi qu'au portefeuille de projets financés et aux bénéfices environnementaux associés. Deloitte & Associés publiera une attestation sur le respect des engagements pris par EDF, qui sera incluse dans le document de référence 2015.

1. Les *Green Bond Principles*, mis à jour en mars 2015, sont des lignes directrices d'application volontaire pour l'émission de *green bonds* qui recommandent la transparence et la publication d'informations de manière à soutenir le développement du marché des *green bonds* dans une optique d'intégrité. Pour plus d'information : <http://www.icmagroup.org/Regulatory-Policy-and-Market-Practice/green-bonds/green-bond-principles/>

2. Les critères « ESG » couvrent cinq domaines : respect des droits de l'homme et gouvernance dans le pays hôte du projet ; gestion des impacts environnementaux ; protection de la santé et de la sécurité des employés ; promotion d'une relation responsable avec les fournisseurs et dialogue avec les parties prenantes locales.

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

La description de la dette obligataire du Groupe est détaillée à la note 38.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2015.

La maturité moyenne de la dette brute du Groupe au 31 décembre 2015 s'établit à 13 ans contre 13,2 ans au 31 décembre 2014, celle d'EDF SA à 13,9 ans contre 14,4 ans au 31 décembre 2014.

Au 31 décembre 2015, 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 2015) :

31 décembre 2015 (en millions d'euros)	Dettes	Instruments de couverture ⁽¹⁾		Garanties données sur emprunts
		Swaps de taux	Swaps de change	
2015	12 799	(554)	11	407
Entre 2016 et 2019	23 024	(1 916)	38	497
2020 et au-delà	64 176	(3 093)	(32)	146
TOTAL	99 999	(5 563)	17	1 050
Dont remboursement de dette principale	62 882			
Dont charges d'intérêt	37 117			

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

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

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

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

Au 31 décembre 2015, les encours d'émissions de billets de trésorerie du Groupe sont de 3 744 millions d'euros et de 3 232 millions de dollars US CP. Il n'y a eu aucune émission d'Euro CP. EDF a accès aux principaux marchés obligataires mondiaux, à savoir les marchés Euros via son programme EMTN (plafond actuel à 45 milliards d'euros) notamment pour des émissions en euro 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.

Le tableau ci-après présente, par type d'emprunt, par date croissante d'échéance, les emprunts du Groupe dont la valeur est supérieure lors de leur émission à 650 millions d'euros ou équivalents euros dans les comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2015 :

Type d'emprunt (en millions de devises)	Entité	Date d'émission ⁽¹⁾	Echéance	Montant de l'émission	Devises	Taux
Euro MTN	EDF	10/2001	10/2016	1 100	EUR	5,50 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2017	1 000	USD	1,15 %
Euro MTN	EDF	02/2008	02/2018	1 500	EUR	5,00 %
Obligataire	EDF	01/2009	01/2019	2 000	USD	6,50 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2019	1 250	USD	2,15 %
Obligataire	EDF	01/2010	01/2020	1 400	USD	4,60 %
Obligataire	EDF	10/2015	10/2020	1 500	USD	2,35 %
Euro MTN	EDF	05/2008	05/2020	1 200	EUR	5,38 %
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 %
Euro MTN	EDF	11/2010	11/2025	750	EUR	4,00 %
Obligataire (<i>green bond</i>)	EDF	10/2015	10/2025	1 250	USD	3,63 %
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 %
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 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2114	1 350	GBP	6,00 %

(1) Date de réception des fonds.

EDF dispose d'un montant global de 9 906 millions d'euros de lignes disponibles (crédit syndiqué et lignes bilatérales).

Les lignes de crédit syndiqué s'élèvent à 4 milliards d'euros et ont une maturité jusqu'en novembre 2020. Elles n'ont fait l'objet d'aucun tirage au 31 décembre 2015.

Les lignes de crédit représentent 5 906 millions d'euros de disponible avec des maturités s'échelonnant jusqu'en novembre 2019. Le niveau de ces disponibilités est très régulièrement revu pour assurer au Groupe un niveau suffisant de lignes de secours.

La ligne de crédit de 500 millions d'euros entre EDF et la Banque européenne d'investissement est totalement tirée au 31 décembre 2015, l'autre ligne de crédit de 200 millions d'euros entre EDF et la Banque européenne d'investissement a fait l'objet d'un tirage à hauteur de 70 millions d'euros au 31 décembre 2015.

EDF Energy bénéficie d'une ligne de crédit externe de 500 millions de livres sterling qui a été tirée dans sa totalité.

EDF IG bénéficie depuis le mois de décembre 2015 d'une nouvelle ligne de crédit syndiqué pour un montant de 1 000 millions d'euros (maturité septembre 2020). Au 31 décembre 2015, cette ligne de crédit a fait l'objet d'un tirage à hauteur de 488 millions d'euros.

Enfin, Edison a souscrit en novembre 2014 une ligne de crédit avec un *pool* de banques de 500 millions d'euros (maturité novembre 2016). Au 31 décembre 2015, cette ligne de crédit n'a fait l'objet d'aucun tirage. Edison bénéficie également d'une ligne de crédit externe de 140 millions d'euros qui a été tirée à hauteur de 5 millions d'euros.

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 2015 :

Société	Agence	Notation Long terme (LT)	Notation Court terme (CT)
EDF	Standard & Poor's Moody's Fitch Ratings	A+ assortie d'une perspective négative A1 assortie d'une perspective négative A assortie d'une perspective stable	A-1 P-1 F1
EDF Trading	Moody's	Baa1 assortie d'une perspective négative	n.a.
EDF Energy	Standard & Poor's	A- assortie d'une perspective négative	A-1
Edison	Standard & Poor's Moody's	BBB+ assortie d'une perspective négative Baa3 assortie d'une perspective stable	A-2 n.a.

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 devise : le financement, par chaque entité, de ses activités est effectué, dans la mesure des capacités des marchés financiers locaux, dans sa monnaie fonctionnelle. Dans le cas où les financements sont contractés dans d'autres devises, des instruments dérivés peuvent être utilisés pour limiter le risque de change ;
- adossement actif/passif : les actifs nets des filiales localisées hors zone euro exposent le Groupe à un risque de change. Le risque de change au bilan consolidé sur les actifs en devises est géré soit par un adossement à des dettes d'acquisition dans la même devise, soit par des couvertures de marché avec un recours à des instruments financiers dérivés. La couverture des actifs nets en devises respecte un couple rendement/risque, les ratios de couverture variant, selon la devise, entre 41 % et 73 % (hors BRL et CNY). Lorsque les instruments de couverture ne sont pas disponibles ou lorsque leur coût est prohibitif, ces positions de change restent ouvertes. Le risque qu'elles représentent est alors suivi par des calculs de sensibilité ;
- couverture des flux opérationnels en devise : 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 combustibles 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 2015 par devise et après couverture, se décompose comme indiqué dans le tableau ci-après :

Structure de la dette brute au 31 décembre 2015, par devise avant et après couverture

31 décembre 2015 (en millions d'euros)	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture ⁽¹⁾	Structure de la dette après couverture	% de la dette
Emprunts libellés en euros (EUR)	31 731	16 731	48 462	76 %
Emprunts libellés en dollars américains (USD)	19 137	(17 250)	1 887	3 %
Emprunts libellés en livres britanniques (GBP)	11 677	382	12 059	19 %
Emprunts libellés dans d'autres devises	1 638	137	1 775	3 %
TOTAL DES EMPRUNTS	64 183	-	64 183	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 2015.

Sensibilité de la dette brute du Groupe au risque de change

31 décembre 2015 (en millions d'euros)	Dette après instruments de couverture convertie en euros	Impact d'une variation défavorable de 10 % du cours de change	Dette après variation défavorable de 10 % du cours de change
Emprunts libellés en euros (EUR)	48 462	-	48 462
Emprunts libellés en dollars américains (USD)	1 887	188	2 075
Emprunts libellés en livres britanniques (GBP)	12 059	1 206	13 265
Emprunts libellés dans d'autres devises	1 775	176	1 951
TOTAL DES EMPRUNTS	64 183	1 570	65 753

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

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

Position des actifs nets

31 décembre 2015 ⁽¹⁾ (en millions de devises)	Actifs nets	Emprunts obligataires	Dérivés	Actifs nets après gestion
USD	5 268	3 200	(848)	2 916
CHF (Suisse)	681	600	(100)	181
HUF (Hongrie)	105 289	-	43 000	62 289
PLN (Pologne)	2 892	-	2 085	807
GBP (Royaume-Uni)	14 994	5 435	2 158	7 401
BRL (Brésil)	1 065	-	-	1 065
CNY (Chine)	9 770	-	-	9 770

(1) Actifs nets : vision au 31 décembre 2015 intégrant des ajustements significatifs intervenus au dernier trimestre ; dérivés et emprunts obligataires : vision au 31 décembre 2015. 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 2015. 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 2015 ⁽¹⁾			Au 31 décembre 2014		
	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	2 916	2 678	268	2 241	1 845	185
CHF (Suisse)	181	167	17	420	349	35
HUF (Hongrie)	62 289	197	20	7 480	24	2
PLN (Pologne)	807	189	19	1 967	460	46
GBP (Royaume-Uni)	7 401	10 084	1 008	6 390	8 204	820
BRL (Brésil)	1 065	247	25	833	259	3
CNY (Chine)	9 770	1 384	138	8 007	1 063	106

(1) Actifs nets : vision au 30 septembre 2015.

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

-sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF ».

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 2015.

7.1.4 Gestion du risque de taux d'intérêt

L'exposition de l'endettement financier net du Groupe aux variations de taux d'intérêt recouvre deux types de risques : un risque d'évolution des charges financières nettes correspondant aux actifs et passifs financiers à taux variable et un risque d'évolution de la valeur des actifs financiers placés à taux fixe. Ces risques sont gérés par le pilotage de la part de l'endettement financier net à taux variables, défini à partir du couple rendement/risque sur les charges financières nettes prenant en compte les anticipations d'évolution de taux d'intérêt.

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

Au 31 décembre 2015, la dette du Groupe après instruments de couverture se répartit en 54,09 % à taux fixe et 45,91 % à taux variable.

Une augmentation annuelle uniforme des taux d'intérêt de 1 % entraînerait une augmentation des charges financières d'environ 296 millions d'euros sur la base de la dette brute à taux variable à fin 2015 après couverture.

Le coût moyen de la dette Groupe (taux d'intérêt pondéré des encours) s'établit à 2,92 % fin 2015.

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 2015. L'impact de la variation des taux d'intérêt est en augmentation de 73 millions d'euros par rapport à 2014.

Structure de la dette du Groupe et sensibilité au risque de taux

31 décembre 2015 (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
A taux fixe	56 840	(22 261)	34 579	-
A taux variable	7 343	22 261	29 604	296
TOTAL DES EMPRUNTS	64 183	-	64 183	296

L'évolution des taux sur la dette à taux fixe n'a pas d'impact comptable.

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 2015 (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 A TAUX VARIABLE	1 824	(18)	1 806

7.1.5 Gestion du risque actions

Le risque actions est localisé dans les éléments suivants :

Couverture des engagements nucléaires d'EDF

L'analyse du risque actions est présentée dans la section 7.1.6 « Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF ».

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 29,5 % en actions fin 2015, soit un montant actions de 3,1 milliards d'euros.

Au 31 décembre 2015, 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 36,2 % en actions et fonds actions, ce qui représente un montant actions de 438 millions de livres sterling.

Au 31 décembre 2015, les fonds de British Energy sont investis à hauteur de 33,9 % en actions et fonds actions, soit un montant actions de 1 707 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 et ses engagements sociaux.

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 2015 à une position non significative très inférieure à 1 million d'euros.

Titres de participation directe

Au 31 décembre 2015, la participation d'EDF dans AREVA s'élève à 46,5 millions d'euros. La volatilité est estimée à 36,0 % (volatilité annualisée des rendements mensuels observés sur trois ans).

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 relèvent pas du 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 au 31 décembre 2015.

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, le processus de décision et de contrôle pour 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. Les actifs non cotés sont gérés par EDF Invest (créé en juillet 2013 suite au décret du 24 juillet 2013) et sont constitués d'infrastructures, d'immobilier et de fonds d'investissement.

Le portefeuille financier comporte à titre principal deux sous-portefeuilles «actions» et «taux», eux-mêmes décomposés en «classes d'actifs secondaires» ou «poches» correspondant à des marchés spécifiques. L'allocation stratégique du portefeuille financier est de 49 % d'actions internationales et 51 % d'obligations. Un indice de référence est fixé pour le suivi de la performance et le contrôle du risque du portefeuille financier :

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

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

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

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

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

Évolution réglementaire

Le décret du 24 mars 2015 contient deux nouvelles dispositions relatives aux actifs dédiés :

- la dotation annuelle aux actifs de couverture, nette des dotations complémentaires éventuelles aux provisions, doit être positive ou nulle tant que leur valeur de réalisation est inférieure à 110 % du montant des provisions concernées ;
- les biens fonciers des exploitants d'installations nucléaires peuvent, sous certaines conditions, être affectés à la couverture de ces provisions.

Évolution du portefeuille sur l'année 2015

En 2015, EDF Invest a notamment finalisé, aux côtés de deux investisseurs de long terme, l'acquisition d'une participation minoritaire dans Madrileña Red de Gas (MRG), opérateur régulé du réseau de distribution de gaz de la région de Madrid.

Par ailleurs, EDF Invest a acquis auprès du Groupe Total, dans le cadre d'un consortium à parité avec Ardian, une participation de plus de 50 % dans Géosel, société de stockage d'hydrocarbures basée à Manosque.

Ces deux participations (cf. 1.3.4.1.4 et 1.3.4.1.5) ont été affectées à la poche « infrastructures » d'EDF Invest, aux côtés de RTE, TIGF et Porterbrook.

Au cours de l'année, EDF Invest a également poursuivi la constitution de son portefeuille en immobilier et en fonds d'investissement.

Le fonds d'investissement immobilier non exclusif, créé fin 2014 à l'initiative d'EDF Invest et Amundi, a notamment réalisé un deuxième investissement immobilier en Allemagne courant 2015.

EDF Invest a également signé en septembre 2015 auprès de Nexity l'acquisition en VEFA (Vente en État Futur d'ACHèvement) du campus tertiaire *Smart Side*, qui sera implanté en bordure de périphérique, à cheval sur les communes de Saint-Ouen et de Clichy, et bénéficiera d'une adresse parisienne (17^{ème} arrondissement).

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

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

Concernant la créance CSPE, cette créance financière (qui porte intérêt à 1,72%) sera remboursée selon un échéancier révisé s'étalant jusqu'à fin 2020, qui doit faire l'objet d'un arrêté conformément à un courrier ministériel du 26 janvier 2016. Dans ce courrier, l'État a également reconnu la créance résultant du déficit supplémentaire de compensation de début 2013 à fin 2015, estimée à 644 millions d'euros à cette date et intégrée dans l'échéancier révisé de remboursement, et a autorisé son affectation aux actifs dédiés.

La **dotation** au titre de l'année s'établit à 38 millions d'euros, résultant de l'affectation au second semestre de titres déjà détenus par EDF SA (pas de dotation en 2014). Les dotations aux provisions devant être compensées par des dotations aux actifs dédiés conformément au décret du 24 mars 2015 s'établissant au total à 1 010 millions d'euros sur l'année 2015, les dotations aux actifs dédiés restant à effectuer au 31 décembre 2015 s'élèvent ainsi à 972 millions d'euros et devront être effectuées dans un délai maximum de trois ans à compter de cette date.

Les **décassements** liés aux dépenses de démantèlement engagées en 2015 ont été financés sur le portefeuille des actifs dédiés à hauteur de 378 millions d'euros, contre 403 millions d'euros en 2014.

Composition et performance du portefeuille des actifs dédiés d'EDF

Composition analytique du portefeuille

	31/12/2015	31/12/2014
Sous-portefeuille actions	31,1 %	32,9 %
Sous-portefeuille obligataire	28,5 %	27,9 %
Sous-portefeuille trésorerie	1,2 %	2,8 %
CSPE après couverture	22,3 %	22,3 %
Actifs non cotés (EDF Invest)	16,9 %	14,2 %
TOTAL	100 %	100 %

Au 31 décembre 2015, la valeur globale du portefeuille s'élève à 23 480 millions d'euros, contre 23 033 millions d'euros à fin décembre 2014.

La composition du portefeuille financier est également présentée en note 47 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2015.

Composition selon la classification de l'article 4 du décret n° 2007-243 du 23 février 2007

Catégories (en millions d'euros)	31 décembre 2015		31 décembre 2014	
	Valeur nette comptable	Valeur de réalisation	Valeur nette comptable	Valeur de réalisation
Obligations États OCDE et assimilées	3 486	3 784	3 332	3 627
Obligations Personnes Morales OCDE hors États	595	630	901	968
OPCVM investissant dans les deux catégories précédentes	2 701	2 840	2 300	2 483
Actions négociées sur un marché reconnu	-	-	-	-
OPCVM non exclusivement obligations OCDE	5 643	7 019	5 891	7 578
Couvertures, dépôts, sommes à recevoir	7	7	(23)	(23)
TOTAL PORTEFEUILLE PRODUITS FINANCIERS	12 432	14 280	12 401	14 633
RTE (50 % de la participation détenue par le Groupe)	2 015	2 580	2 015	2 555
Autres titres non cotés et immobilier	1 249	1 395	604	709
TOTAL EDF INVEST	3 264	3 975	2 619	3 264
CSPE après couverture	5 225	5 225	5 136	5 136
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS	20 921	23 480	20 156	23 033

Performance du portefeuille des actifs dédiés d'EDF

Le tableau ci-dessous présente la performance par portefeuille au 31 décembre 2015 et 31 décembre 2014 :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2015 Valeur boursière ou de réalisation	Performance de l'exercice 2015		31/12/2014 Valeur boursière ou de réalisation	Performance de l'exercice 2014	
		Portefeuille	Indice de référence ⁽¹⁾		Portefeuille	Indice de référence ⁽¹⁾
Sous-portefeuille actions	7 304	6,1 %	4,9 %	7 574	11,8 %	14,1 %
Sous-portefeuille taux	6 694	1,3 %	0,8 %	6 419	9,9 %	11,2 %
TOTAL PORTEFEUILLE FINANCIER	13 998	3,5 %	3,0 %	13 993	10,7 %	12,6 %
Sous-portefeuille trésorerie	282	0,4 %	- 0,1 %	640	0,7 %	0,1 %
TOTAL PORTEFEUILLE FINANCIER ET TRÉSORERIE	14 280	3,5 %	3,0 %	14 633	10,3 %	12,6 %
CSPE après couverture	5 225	1,7 %	-	5 136	1,7 %	-
EDF INVEST ⁽²⁾	3 975	5,3 %	-	3 264	8,4 %	-
<i>dont titres RTE affectés</i>	2 580	4,6 %	-	2 555	4,4 %	-
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS	23 480	3,5 %	-	23 033	7,9 %	-

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

(2) *Performance sur les actifs détenus en début d'année*. Les titres RTE sont pris en compte pour leur valeur d'équivalence dans les comptes consolidés (à hauteur de leur quote-part affectée au portefeuille d'actifs dédiés), c'est-à-dire sans réévaluation à leur juste valeur. En limitant la valeur de certains investissements conformément à l'article 16 du décret n°2007-243 relatif au calcul de la valeur de réalisation réglementaire des actifs dédiés devant être supérieure ou égale aux provisions nucléaires de long terme, cette valeur de réalisation réglementaire est ramenée à 3 887 millions d'euros s'agissant des actifs EDF Invest et à 23 392 millions d'euros s'agissant du total des actifs dédiés.

Trois évènements principaux ont retenu l'attention en 2015 : la poursuite de la baisse des prix du pétrole avec une accélération en fin d'année, la dichotomie entre croissance dans les pays développés et les pays émergents, enfin les évolutions divergentes entre les politiques monétaires des principaux pays.

Après un rebond de près de 30 % au premier semestre, le pétrole a repris sa baisse vertigineuse avec une division par deux des prix du baril. Les impacts sont majeurs pour les pays émergents producteurs de matières premières, l'impact positif sur les consommateurs restant plus diffus. Cette évolution de l'or noir participe indéniablement à la divergence économique entre pays développés, avec des chiffres de croissance satisfaisants y compris en Europe et dans les pays émergents. La situation est particulièrement inquiétante au Brésil et en Russie. Mais ce sont le ralentissement chinois et la décision de la Banque Populaire de Chine d'assouplir le lien entre yuan et dollar qui auront été les principales causes de la violente correction boursière de l'été. La poursuite de la baisse du pétrole et les inquiétudes sur la politique chinoise ont à nouveau pesé sur les marchés en fin d'année. De plus, la première hausse des taux de la Réserve Fédérale depuis plus de 10 ans a ajouté au climat d'incertitude et de fébrilité. La poursuite de l'assouplissement monétaire de la BCE ne suffit pas, dans l'esprit des investisseurs à compenser ces points de vigilance. L'environnement géopolitique est également source de volatilité - attentats en France, intervention internationale mal coordonnée au Moyen-Orient, rivalité Iran-Arabie Saoudite....

Dans la zone euro, après une phase de crise aigüe en Grèce au cours de l'été, les tensions semblent retomber. Les actions de la BCE et son *Quantitative Easing* en particulier ont grandement aidé à la stabilisation des *spreads* périphériques sur des niveaux faibles. La fragilité politique dans la péninsule ibérique est néanmoins un point d'attention du marché.

Ces évènements ont conduit à une dépréciation voulue mais modérée de l'euro contre dollar.

Dans ce contexte, et après une année relativement volatile, les marchés boursiers ont été en progression sur l'année. Les marchés actions mondiaux (indice MSCI World AC DN couvert en euro à 50 % hors devises pays émergents) ont été en hausse de 4,9 %. L'indice obligataire européen (60 % Citigroup EGBI et 40 % Citigroup EuroBIG corporate) a progressé quant à lui de 0,8 %. Cette progression est proche du coupon servi par les obligations, les taux ayant globalement peu évolué au final. Après une forte baisse en début d'année et un rebond violent au deuxième trimestre, les taux se sont en effet stabilisés sur la deuxième partie de l'année sur des niveaux proches de leur niveau initial.

Dans ce contexte, la performance du portefeuille financier est positive à + 3,5 %. Cette performance est à comparer à celle du benchmark composite qui affiche une progression de + 3,0 %. L'absence de visibilité à partir de l'été a conduit à rester proche de la neutralité sur l'allocation actions/taux, sur la deuxième partie de l'année.

En revanche les allocations géographiques favorisant l'Europe et le Japon au détriment de l'Amérique du Nord et surtout des pays émergents ont été maintenues. L'écart de + 50 bp s'explique principalement par la bonne performance de la gestion active en Europe et en Amérique du Nord, et par les expositions de change : surpondération sur le franc suisse et la livre sterling en début d'année, sur le yen en fin d'année. Du côté obligataire, la gestion de la sensibilité a été profitable ainsi que la gestion crédit.

En 2015, les actifs dédiés ont enregistré une performance globale après impôt (impacts réserves et résultat) de + 516 millions d'euros, dont + 309 millions d'euros sur le portefeuille financier et la trésorerie (+ 506 millions d'euros avant impôt), + 53 millions d'euros pour la CSPE après couverture (+ 86 millions d'euros avant impôt) et + 153 millions d'euros pour EDF Invest (dont + 113 millions d'euros pour les titres RTE affectés).

Exposition des actifs dédiés aux risques

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

La valeur de marché du sous-portefeuille actions à fin décembre 2015 des actifs dédiés d'EDF s'élève à 7 304 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 2015 à 15,5 % sur la base de 52 performances hebdomadaires, comparée à 12,4 % à fin 2014. En appliquant cette volatilité à la valeur des actifs actions à la même date, le Groupe estime la volatilité annuelle de la part actions des actifs dédiés à 1 132 millions d'euros. Cette volatilité affecterait les capitaux propres du Groupe.

A fin décembre 2015, la sensibilité du sous-portefeuille taux (6 694 millions d'euros) s'établissait à 5,52, 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 369 millions d'euros, qui serait constatée dans les capitaux propres du Groupe. La sensibilité était de 5,38 à fin décembre 2014. La sensibilité du sous-portefeuille taux, en hausse par rapport à celle observée fin 2014, reste inférieure à celle de l'indice de référence (6,19).

7.1.7 Gestion du risque de contrepartie/crédit

Le risque de contrepartie se définit comme l'ensemble des pertes que subirait le groupe EDF sur ses activités opérationnelles et sur les marchés si l'une de ses contreparties venait à faire défaut et n'exécutait pas ses obligations contractuelles.

Le Groupe s'est doté d'une politique de gestion du risque de contrepartie appliquée à EDF et à toutes les filiales contrôlées opérationnellement. Cette politique, réactualisée en septembre 2014, décrit la gouvernance associée au suivi de ce risque et l'organisation de la gestion et du suivi du risque de contrepartie (notamment définition de limites et indicateurs Groupe). La politique prévoit aussi la réalisation d'une consolidation mensuelle des expositions du Groupe, avec une actualisation mensuelle pour des activités de marchés financiers et énergies et trimestrielle pour les autres activités. Le département 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. A fin septembre 2015, les expositions du Groupe sont à 86 % 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 :

	AAA	AA	A	BBB	BB	B	CCC/C	Sans notation	Total
au 31/03/2015	2 %	20 %	41 %	22 %	4 %	1 %	0 %	10 %	100 %
au 30/09/2015	2 %	19 %	37 %	21 %	11 %	1 %	0 %	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 31/03/2015	6 %	1 %	8 %	74 %	11 %	100 %
au 30/09/2015	11 %	1 %	8 %	70 %	10 %	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 Contrôle des Risques Financiers et Investissements spécifie les procédures d'autorisation des contreparties ainsi que la méthodologie de calcul des limites attribuées. La consommation des limites peut être consultée en temps réel et fait l'objet d'une vérification quotidienne systématique. La pertinence des limites est réexaminée avec réactivité en cas d'alerte ou d'évolution défavorable affectant une contrepartie.

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

7.2 GESTION ET CONTROLE DES RISQUES MARCHÉS ÉNERGIES

7.2.1 Cadre de la gestion et du 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.

Concernant Dalkia, EDF Énergies Nouvelles et Edison, le déploiement des principes de la politique de risques du Groupe relative aux marchés énergies se poursuit. Ces entités sont gérées par un cadre de gestion des risques approuvé par le Comité exécutif du Groupe (Comex) et par leurs Conseils d'administration respectifs.

Pour les entités dont EDF n'assure pas le contrôle opérationnel, leur cadre de gestion de risque est revu dans leurs instances de gouvernance.

7.2.2 Organisation du contrôle

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

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

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

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

7.2.3 Principes de gestion opérationnelle et de contrôle des risques marchés énergies

Les principes de gestion opérationnelle et de contrôle des risques marchés énergies, pour les entités dont le Groupe assure le contrôle opérationnel, s'appuient sur une clarification 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 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2015. Ils restent néanmoins exposés à un risque non couvrable sur les marchés compte tenu de différents facteurs tels que l'insuffisance de liquidité ou de profondeur des marchés, l'incertitude sur les volumes...

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

EDF Trading intervient sur les marchés organisés ou de gré à gré, sur des instruments dérivés tels que les futures, *forwards*, *swaps* et options (quelle que soit la qualification comptable au niveau du Groupe). Les expositions d'EDF Trading sur les marchés énergies sont strictement encadrées par un suivi quotidien des limites, supervisées par le *management* de la filiale et par la Direction chargée du 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. 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 cette limite, le Conseil d'administration d'EDF Trading prend les mesures justifiées qui peuvent inclure notamment la clôture de certaines positions.

En 2015, l'engagement d'EDF Trading sur les marchés a été encadré d'une part avec une limite de VaR de 36 millions d'euros sur un jour et avec un intervalle de confiance de 97,5 % et d'autre part avec une limite *stop-loss* de 180 millions d'euros². Dans l'année 2015 les limites de VaR et de *stop-loss* 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.

Concernant Edison, d'un point de vue opérationnel, l'exposition nette³ est calculée d'une part sur l'ensemble de son portefeuille d'actifs et de contrats (portefeuille industriel) et d'autre part sur ceux relatifs à l'activité de *trading* pour compte propre (portefeuille de *trading*). Le niveau de capital économique engagé sur les marchés, exprimé en *Profit at Risk* (PaR)⁴ est ensuite déterminé à partir de cette exposition nette.

Pour une analyse des couvertures de juste valeur liées aux matières premières du Groupe, voir note 41.5 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2015. 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 au 31 décembre 2015.

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.

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

2. Cinq fois la VaR, soit 180 millions d'euros.

3. L'exposition nette est l'exposition résiduelle après avoir utilisé les possibilités de couvertures naturelles fournies par l'intégration verticale et horizontale des différentes filiales.

4. Le Profit at Risk (PaR) est une mesure statistique de la variation négative potentielle de la marge budgétée pour un horizon donné, liée à un mouvement défavorable des prix de marchés et selon un certain intervalle de confiance.

Les principaux programmes d'assurances couvrent :

- **Les dommages aux biens conventionnels Groupe** : EDF est membre de la mutuelle internationale d'énergéticiens OIL¹. Les garanties offertes par cette mutuelle sont complétées par la filiale (captive d'assurance) d'EDF, Wagram Insurance Company Ltd², 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), l'*European Mutual Association for Nuclear Insurance* (EMANI) et l'assureur Northcourt.

Par ailleurs, en liaison avec les activités de CENG aux États-Unis, EDF Inc. est membre de NEIL³.

- **Les dommages aux marchandises transportées.**
- **La responsabilité civile de l'exploitant nucléaire** : les polices d'assurances souscrites aujourd'hui par EDF sont conformes à la loi française n° 68-943 du 31 octobre 1968, modifiée par la loi n° 90-488 du 16 juin 1990, qui a traduit les obligations résultant de la convention de Paris en termes de responsabilité civile des exploitants nucléaires. En vue de garantir la disponibilité des fonds requis du fait de ces obligations, EDF a opté pour la conclusion de polices d'assurances, qui ont été souscrites auprès de la compagnie d'assurance AGCS (ex Allianz) et de la mutuelle européenne *European Liability Insurance for the Nuclear Industry* (ELINI).

Pour les accidents sur site, le montant total couvert est de 91,5 millions d'euros par accident nucléaire, cette limite pouvant jouer au maximum deux fois par site sur une période de trois ans. Conformément à la réglementation, ces contrats ne prévoient aucune franchise. La société Océane Ré, société de réassurance du Groupe, participe à ce risque via les contrats de réassurance qu'elle émet au profit des assureurs susvisés.

Le montant de 91,5 millions d'euros sera porté à 700 millions d'euros à compter du 18 février 2016, conformément aux dispositions de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 sur la transition énergétique pour la croissance verte, qui augmente les plafonds d'indemnisation en cas d'accident nucléaire (à 700 millions d'euros pour les installations, 70 millions d'euros pour les installations à risque réduit et 80 millions d'euros pour le transport), sans extension du champ des responsabilités.

En conséquence, EDF a lancé un appel d'offres en août 2015 en vue de l'obtention des garanties appropriées et de la gestion de sinistres associée.

Au Royaume-Uni, où EDF Energy exploite des centrales nucléaires, le régime de la responsabilité de l'exploitant d'une installation nucléaire est comparable au régime français, et EDF Energy est assurée à hauteur de 140 millions de livres sterling, montant qui constitue la limite actuelle de la responsabilité civile des exploitants nucléaires au Royaume-Uni. Depuis le 1^{er} janvier 2014, cette assurance est fournie par la mutuelle européenne ELINI et par Wagram Insurance Company Ltd. La société Océane Ré participe à ce risque par le contrat de réassurance qu'elle émet au profit de Wagram Insurance Company Ltd.

Par ailleurs, aux États-Unis, c'est le régime spécifique du *Price-Anderson Act* qui s'appliquerait en cas d'accident nucléaire important (supérieur à 300 millions de dollars américains).

- **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 mis en cause individuellement ou solidairement, imputables à une faute réelle ou alléguée commise dans le cadre de leurs fonctions.
- **Les risques construction** : EDF met en place dans ce domaine des polices visant à couvrir les risques spécifiques à l'occasion des chantiers (polices tous risques chantier/tous risques montage). 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 à Flamanville, la construction de centrales à cycle combiné, de barrages, de turbines à combustion etc. Ces couvertures ont été comptabilisées en investissement dans les comptes d'EDF SA.
- **Exploration et production** : Edison disposait d'une police spécifique pour couvrir ses 2,2 milliards d'euros

1. *Oil Insurance Limited*.

2. *Société irlandaise d'assurance détenue à 100 % par EDF*.

3. *Nuclear Electric Insurance Limited*.

d'actifs, tant en dommages aux biens qu'en responsabilité civile, pour des actifs *onshore* et *offshore*. Une utilisation optimisée de l'appartenance d'EDF à OIL a permis à Edison, à partir du 1^{er} janvier 2013, de construire un nouveau programme spécifique « Exploration & production ».

- **Le réseau aérien de distribution d'ERDF** : le 11 août 2011, ERDF a conclu avec NATIXIS - Swiss Re un contrat allant jusqu'au 5 mai 2016 dont l'objet est la couverture du réseau aérien de distribution d'ERDF contre les conséquences d'événements exceptionnels de type tempête. Avec une capacité de 150 millions d'euros, ce contrat de type *cat-bond* déclenchait, en cas de sinistre, une indemnisation reposant sur un indice paramétrique fonction de la vitesse du vent.

Cette couverture a été résiliée par anticipation le 15 septembre 2015, conformément aux conditions relatives à la probabilité de déclenchement des indemnités à ERDF stipulées dans le contrat d'émission des Obligations Catastrophes PYLON II Capital Ltd.

Dans ce contexte, le 16 septembre 2015, ERDF a lancé un appel d'offres européen pour choisir la société d'arrangement, de structuration et de placement pour mettre en place une nouvelle couverture contre le péril tempête via une assurance paramétrique pour une période de cinq hivers.

En attendant le renouvellement de cette couverture, ERDF a signé le 25 septembre 2015 une « couverture bridge » équivalente à PYLON II pour la période du 25 septembre 2015 au 30 avril 2016 permettant ainsi de couvrir le réseau contre le risque de tempêtes de forte intensité durant cette période.

La couverture sous-jacente à PYLON II, d'une capacité de 40 millions d'euros, signée le 16 novembre 2011 a pris fin le 27 décembre 2015. En attendant le renouvellement de la couverture tempêtes, ERDF a signé le 14 décembre 2015 une « couverture bridge » équivalente à la sous-jacente de PYLON II pour la période du 28 décembre 2015 au 30 avril 2016 permettant ainsi de renforcer la couverture du réseau contre le risque de tempêtes durant cette période.

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 154,3 millions d'euros en 2015, hors assurances de personnes, et 17,5 millions d'euros au titre de la couverture des réseaux aériens d'ERDF.

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 2015.

9 PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION

La liste des sociétés consolidées au 31 décembre 2015 figure en note 51 « Périmètre de consolidation » de l'annexe aux états financiers consolidés.

10 PRINCIPAUX RISQUES ET INCERTITUDES

Le groupe EDF présente les principaux facteurs de risque auxquels il s'estime confronté dans la section 2 du document de référence 2015.

L'organisation du Groupe, en matière de gestion et de contrôle de ses risques, est décrite dans la section 2 du document de référence 2015.

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

11 PERSPECTIVES FINANCIÈRES

Face à des conditions de marché difficiles, le Groupe EDF s'adapte et répond à la baisse des prix de l'électricité et à la concurrence accrue par la mise en œuvre d'actions managériales fortes. Ces actions portent sur l'amélioration continue de la production nucléaire, les coûts opérationnels du Groupe, la sélectivité des investissements, le plan d'amélioration du besoin en fonds de roulement, le financement des nouveaux projets de développement par des cessions et l'étude d'une nouvelle régulation en France.

Dans ce contexte, le Groupe annonce les objectifs financiers suivants pour 2016 :

- **EBITDA**¹ : 16,5 – 16,8 milliards d'euros ;
- **Ratio d'endettement financier net / EBITDA** : entre 2x et 2,5x ;
- **Taux de distribution du résultat net courant**² : 55 % à 65 %.

EDF poursuit également la feuille de route qui lui permet de confirmer l'ambition d'atteindre un cash flow positif après dividendes hors Linky en 2018.

Les investissements nets vont diminuer progressivement pour atteindre, conformément à ce qui a été annoncé en décembre 2015, un montant maximum de 10,5 milliards d'euros en 2018 hors nouveaux développements.

Les investissements correspondant à de nouveaux développements seront financés par réallocation de capital issu de cessions d'actifs.

Le plan d'actions s'appuie par ailleurs sur la poursuite de l'amélioration du besoin en fonds de roulement, avec un objectif de réduction de 1,8 milliard d'euros d'ici 2018.

1. A périmètre et change comparables.

2. Ajusté de la rémunération des émissions hybrides comptabilisée en fonds propres.