



9

Examen de la situation financière et du résultat

| | | |
|-----|--|-----|
| 9.1 | Chiffres clés | 166 |
| 9.2 | Éléments de conjoncture et événements marquants de l'année 2012 | 167 |
| 9.3 | Analyse de l'activité et du compte de résultat consolidé pour 2012 et 2011 | 177 |
| 9.4 | Flux de trésorerie et endettement financier net | 185 |
| 9.5 | Gestion et contrôle des risques marchés | 189 |

9.1 Chiffres clés

En application du règlement européen 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, les comptes consolidés au 31 décembre 2012 du groupe EDF sont préparés conformément aux normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 31 décembre 2012. 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 2012.

Les informations financières présentées dans ce document sont issues des comptes consolidés au 31 décembre 2012 du groupe EDF.

Les données comparatives 2011 sont retraitées de l'impact lié au changement de méthode de comptabilisation des écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel postérieurs à l'emploi tel que prévu par les options de la norme IAS 19 (voir note 2 de l'annexe aux comptes consolidés) et apparaissent dans les différents tableaux du rapport de gestion sous le libellé « 2011 retraité ».

L'exercice 2012 est marqué notamment par la prise de contrôle du groupe Edison en date du 24 mai 2012 (cf. détails de l'opération au § 9.2.2.1.1). À compter de cette date, Edison est consolidé en intégration globale. Au 31 décembre 2012, le groupe EDF détient 97,40 % du capital et 99,48 % des droits de vote d'Edison.

Les chiffres clés du Groupe pour l'exercice 2012 sont présentés ci-après. Les variations en valeur et en pourcentage sont calculées par rapport aux données 2011 retraitées.

Extrait des comptes de résultat consolidés

| (en millions d'euros) | 2012 | 2011 retraité | Variation en valeur | Variation en % | Croissance organique en % |
|---|--------|------------------|------------------------|-------------------|---------------------------------|
| Chiffre d'affaires | 72 729 | 65 307 | 7 422 | + 11,4 | + 5,8 |
| Excédent brut d'exploitation (EBE) | 16 084 | 14 939 | 1 145 | + 7,7 | + 4,6 |
| Résultat d'exploitation | 8 245 | 8 452 | (207) | - 2,4 | |
| Résultat avant impôt des sociétés intégrées | 4 883 | 4 672 | 211 | + 4,5 | |
| Résultat net part du Groupe | 3 316 | 3 148 | 168 | + 5,3 | |
| Résultat net courant ⁽¹⁾ | 4 216 | 3 607 | 609 | + 16,9 | |

(1) 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 part du Groupe 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 § 9.3.9).

Extrait des bilans consolidés

| (en millions d'euros) | 31 décembre 2012 | 31 décembre 2011 retraité |
|---|------------------|------------------------------|
| Actif immobilisé | 140 279 | 128 318 |
| Stocks et clients | 36 710 | 34 489 |
| Autres actifs | 55 328 | 52 287 |
| Trésorerie, autres actifs liquides, prêts à RTE et aux sociétés en contrôle conjoint ⁽¹⁾ | 17 560 | 16 184 |
| Actifs détenus en vue de la vente (hors trésorerie) | 241 | 684 |
| TOTAL DE L'ACTIF | 250 118 | 231 962 |
| Capitaux propres – part du Groupe | 25 858 | 28 483 |
| Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle | 4 854 | 4 189 |
| Passifs spécifiques des concessions | 42 551 | 41 769 |
| Provisions | 65 582 | 58 018 |
| Emprunts et dettes financières ⁽²⁾ | 59 135 | 49 469 |
| Autres passifs | 52 089 | 49 897 |
| Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente (hors emprunts et dettes financières) | 49 | 137 |
| TOTAL DU PASSIF | 250 118 | 231 962 |

(1) Y compris trésorerie et équivalents de trésorerie des sociétés détenues en vue de la vente.

(2) Y compris dérivés de couverture et dettes financières des sociétés détenues en vue de la vente.

Cash flow opérationnel

| (en millions d'euros) | 2012 | 2011 retraité | Variation en valeur | Variation en % |
|---------------------------------------|--------|------------------|------------------------|-------------------|
| Cash flow opérationnel ⁽¹⁾ | 12 314 | 10 281 | 2 033 | + 19,8 |

(1) Le cash flow opérationnel ne constitue pas un agrégat défini par les normes IFRS comme élément de mesure de la performance financière et n'est pas nécessairement 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.

Informations relatives à l'endettement financier net

| (en millions d'euros) | 31 décembre 2012 | 31 décembre 2011 | Variation en valeur | Variation en % |
|--|------------------|------------------|------------------------|-------------------|
| Emprunts et dettes financières | 59 932 | 50 034 | 9 898 | + 19,8 |
| Dérivés de couverture des dettes | (797) | (834) | 37 | - 4,4 |
| Trésorerie et équivalents de trésorerie | (5 874) | (5 743) | (131) | + 2,3 |
| Actifs liquides | (10 289) | (9 024) | (1 265) | + 14,0 |
| Prêts à RTE et aux sociétés en contrôle conjoint | (1 397) | (1 400) | 3 | - 0,2 |
| Endettement financier net des actifs destinés à être cédés | - | 252 | (252) | |
| ENDETTEMENT FINANCIER NET⁽¹⁾ | 41 575 | 33 285 | 8 290 | + 24,9 |

(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. La définition de l'endettement financier net a été revue en 2012; elle prend désormais en compte les prêts du Groupe à RTE et aux sociétés en contrôle conjoint.

9.2 Éléments de conjoncture et événements marquants de l'année 2012

9.2.1 Éléments de conjoncture

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

Au cours de l'année 2012, les prix de l'énergie en Europe ont été impactés par la baisse des prix du charbon et des droits d'émission de CO₂ ainsi que par une production d'origine renouvelable en forte progression en Allemagne.

9.2.1.1.1 Prix spot de l'électricité en France, au Royaume-Uni, en Italie et en Allemagne¹

| | France | Royaume-Uni | Italie | Allemagne |
|--|--------|-------------|--------|-----------|
| Moyenne 2012 en base (€/MWh) | 46,9 | 55,2 | 75,5 | 42,6 |
| Variation 2012/2011 des moyennes en base | - 4,1% | + 0,3% | + 4,6% | - 16,6% |
| Moyenne 2012 en pointe (€/MWh) | 59,4 | 63,3 | 85,2 | 53,4 |
| Variation 2012/2011 des moyennes en pointe | - 2,1% | + 2,9% | + 3,5% | - 12,6% |

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

En France, les prix spot de l'électricité se sont établis en moyenne à 46,9 €/MWh en 2012, en recul de 2,0 €/MWh par rapport à l'année dernière.

Cette baisse des prix s'explique en partie par l'important repli des prix des droits d'émission de CO₂ et du charbon. La hausse des importations en provenance d'Allemagne, en raison d'une production d'origine renouvelable forte et bon marché outre-Rhin, a également poussé les prix à la baisse.

1. France et Allemagne: cotation moyenne de la veille sur la bourse EPEXSPOT 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.

Les prix ont également été beaucoup plus volatils cette année. La vague de froid du mois de février a ainsi conduit à des pics de prix importants tandis que durant la dernière décennie de décembre, des températures douces et une forte production d'énergie fatale¹ ont entraîné des prix faibles en fin d'année en raison d'un équilibre offre-demande extrêmement détendu. Des prix négatifs sur certaines heures ont même été observés. Dans ce contexte et compte tenu de l'état de son parc, le groupe EDF a été acheteur sur l'ensemble de ces heures où les prix étaient négatifs.

En **Allemagne**, les prix ont nettement diminué, pour s'établir en moyenne à 42,6 €/MWh, en baisse de près de 8,5 €/MWh par rapport à 2011. Plus encore qu'en France, la baisse des prix du charbon et des droits d'émission de CO₂, et surtout la forte croissance des productions d'origine éolienne

et photovoltaïque fortement subventionnées par les consommateurs finals expliquent cette baisse des prix. En conséquence, les prix allemands ont été inférieurs aux prix français pendant une majorité des heures de l'année.

Au **Royaume-Uni**, les prix spot de l'électricité se sont établis en moyenne à 55,2 €/MWh, globalement stables par rapport à la moyenne 2011, malgré la hausse des prix spot du gaz. En effet, si le mix énergétique britannique accorde habituellement une place importante aux centrales à Cycles Combinés à Gaz (CCG), le recul des prix du charbon et des droits d'émission de CO₂ a conduit à une utilisation plus importante des centrales à charbon au détriment des CCG.

En **Italie**, les prix augmentent de 4,6 %, en raison principalement de la hausse des prix du gaz italien.

9.2.1.1.2 Prix à terme de l'électricité en France, au Royaume-Uni, en Italie et en Allemagne²

| | France | Royaume-Uni | Italie | Allemagne |
|--|--------|-------------|--------|-----------|
| Moyenne 2012 en base (€/MWh) | 50,6 | 61,6 | 73,3 | 49,3 |
| Variation 2012/2011 des moyennes en base | -9,6 % | -1,1 % | -1,2 % | -12,0 % |
| Prix à terme en base au 21 décembre 2012 | 47,3 | 63,2 | 70,4 | 45,1 |
| Moyenne 2012 en pointe (€/MWh) | 64,0 | 69,9 | 80,8 | 60,9 |
| Variation 2012/2011 des moyennes en pointe | -9,2 % | -0,6 % | -3,7 % | -11,7 % |
| Prix à terme en pointe au 21 décembre 2012 | 60,3 | 71,5 | 78,1 | 57,0 |

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

Les contrats annuels en base européens sont en baisse en moyenne par rapport à l'année 2011, en raison de l'évolution à la baisse des prix des droits d'émission de CO₂ et du charbon.

En **France**, le contrat annuel en base s'est établi en moyenne à 50,6 €/MWh, un niveau inférieur de 9,6 % à celui constaté en 2011. Cette diminution s'explique principalement par la baisse des prix du charbon et des droits d'émission de CO₂, et par l'anticipation d'une consommation modérée.

En **Allemagne**, le contrat annuel en base diminue davantage que le contrat français pour s'établir à 49,3 €/MWh. En plus de l'évolution des prix des combustibles, le prix des contrats à terme a été impacté par la part toujours croissante dans le mix énergétique des énergies renouvelables, dont le coût variable de fonctionnement est nul et dont les consommateurs supportent les coûts de manière indirecte, ce qui a entraîné une baisse des prix à partir du printemps. Le prix du contrat annuel allemand a été supérieur au prix français durant les deux premiers mois de l'année dans la lignée des six derniers mois de l'année 2011 suite à la décision politique de sortir du nucléaire en Allemagne. Les fortes productions photovoltaïques constatées en mars 2012 ont inversé la tendance et le contrat allemand est redevenu moins cher que le contrat annuel français.

Au **Royaume-Uni**, le contrat annuel *April Ahead* en base, courant du 1^{er} avril A+1 au 31 mars A+2, s'est établi à 61,6 €/MWh, en recul de 1,1 % en raison de la diminution des prix du gaz à terme. La baisse des prix de l'électricité a toutefois été limitée par une évolution de la réglementation sur le CO₂. En effet, à partir du 1^{er} avril 2013, le coût de production de l'électricité intégrera une part liée aux émissions de CO₂ spécifique au Royaume-Uni qui viendra renchérir le prix d'environ 3 €/MWh ; cette évolution est d'ores et déjà prise en compte dans le prix du contrat annuel avril 2013.

En **Italie**, le contrat annuel en base s'est établi à 73,3 €/MWh, en légère baisse par rapport à 2011 en raison notamment du recul de la demande liée à la crise.

9.2.1.1.3 Évolution du prix des droits d'émission de CO₂³

Au cours de l'année 2012, le prix des droits d'émission de CO₂ de la phase II (2008-2012) pour livraison en décembre 2012 s'est établi en moyenne à 7,5 €/t, en recul de 5,8 €/t par rapport à 2011. Tout au long de l'année, les prix de la tonne de CO₂ se sont maintenus entre 6 € et 9 €.

Le prix des droits d'émission de CO₂ a principalement évolué au rythme des décisions de la Commission européenne pour réguler l'excédent d'offre en droits d'émission et au gré des perspectives économiques en Europe. Des premières négociations visant à résorber l'excédent d'offre ainsi que la vague de froid de février ont soutenu le cours à 9,5 €/t à la fin du premier trimestre. Cependant, les discussions en faveur d'une hausse des prix n'ont pas abouti, notamment en raison d'un blocage des pays de l'Est, engendrant ainsi un retour à 6 €/t. Dès juillet, la Commission a entamé de nouvelles négociations en vue de modifier uniquement le calendrier des enchères des droits d'émission sur la période 2013-2020, dans le but de limiter l'afflux de droits sur le marché à court terme et de soutenir les prix. Proposé en novembre 2012, le report ne concernerait que 900 millions de tonnes et ne serait mis en application qu'à partir de 2013 après validation par les instances de la Commission européenne. Ces deux mesures, peu volontaristes, ont déçu les acteurs de marché, ce qui s'est traduit par une poursuite de la baisse des prix des droits d'émission de CO₂.

1. Est considérée comme fatale la production d'énergie issue de toute technologie soumise aux aléas climatiques : éolienne, hydraulique fil de l'eau et photovoltaïque.

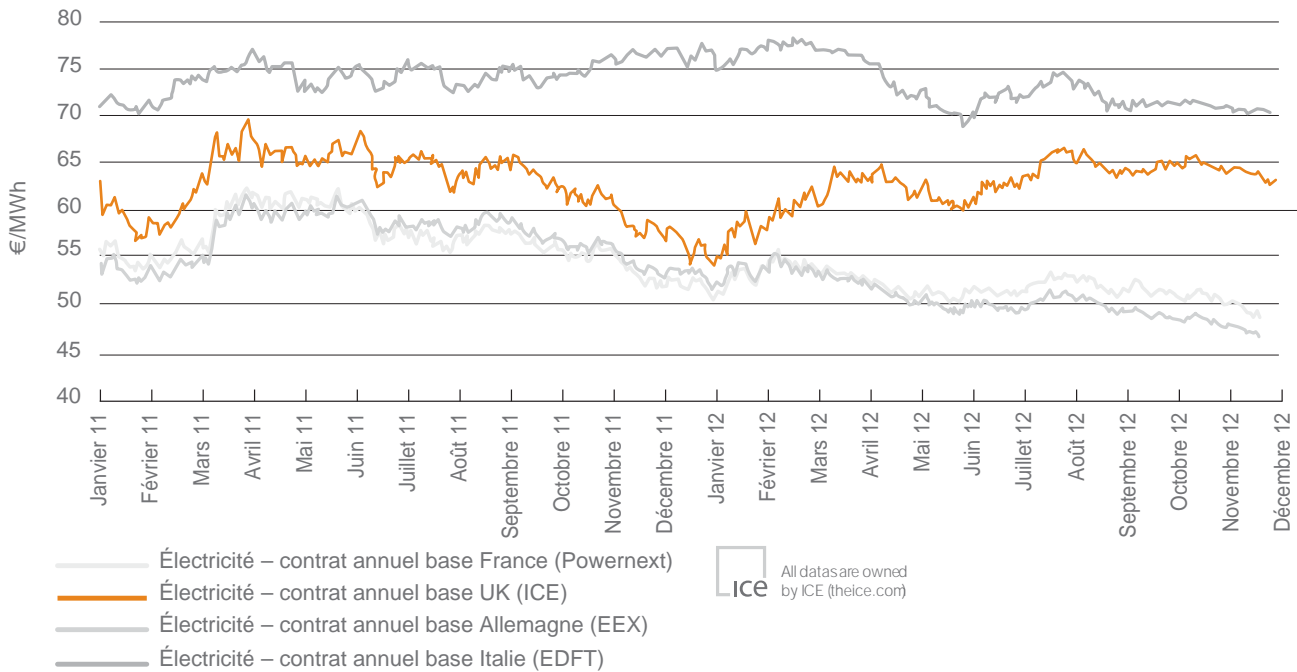
2. France et Allemagne : cotation moyenne EPD de l'année suivante ; le dernier jour de cotation en 2012 a été le 21 décembre.

Italie : cotation moyenne EDF T de l'année suivante.

Royaume-Uni : cotation moyenne ICE des contrats annuels avril 2012 puis avril 2013 (au Royaume-Uni, la livraison du contrat annuel a lieu du 1^{er} avril au 31 mars).

3. Cotation moyenne ICE du contrat annuel de la phase II (2008-2012).

Évolution des prix à terme de l'électricité en France, au Royaume-Uni, en Italie et en Allemagne



Évolution des prix des droits d'émission de CO₂ (phase II 2008-2012)



9.2.1.1.4 Prix des combustibles fossiles¹

| | Charbon (\$/t) | Pétrole (\$/bl) | Gaz naturel (p/th) |
|----------------------------------|-------------------|--------------------|-----------------------|
| Moyenne 2012 | 103,1 | 111,7 | 64,6 |
| Variation 2012/2011 des moyennes | - 16,7 % | + 0,6 % | - 2,7 % |
| Plus haut de 2012 | 118,2 | 126,2 | 70,0 |
| Plus bas de 2012 | 92,7 | 89,2 | 59,5 |
| Prix fin 2011 | 111,9 | 107,4 | 63,1 |
| Prix fin 2012 | 94,1 | 111,1 | 65,8 |

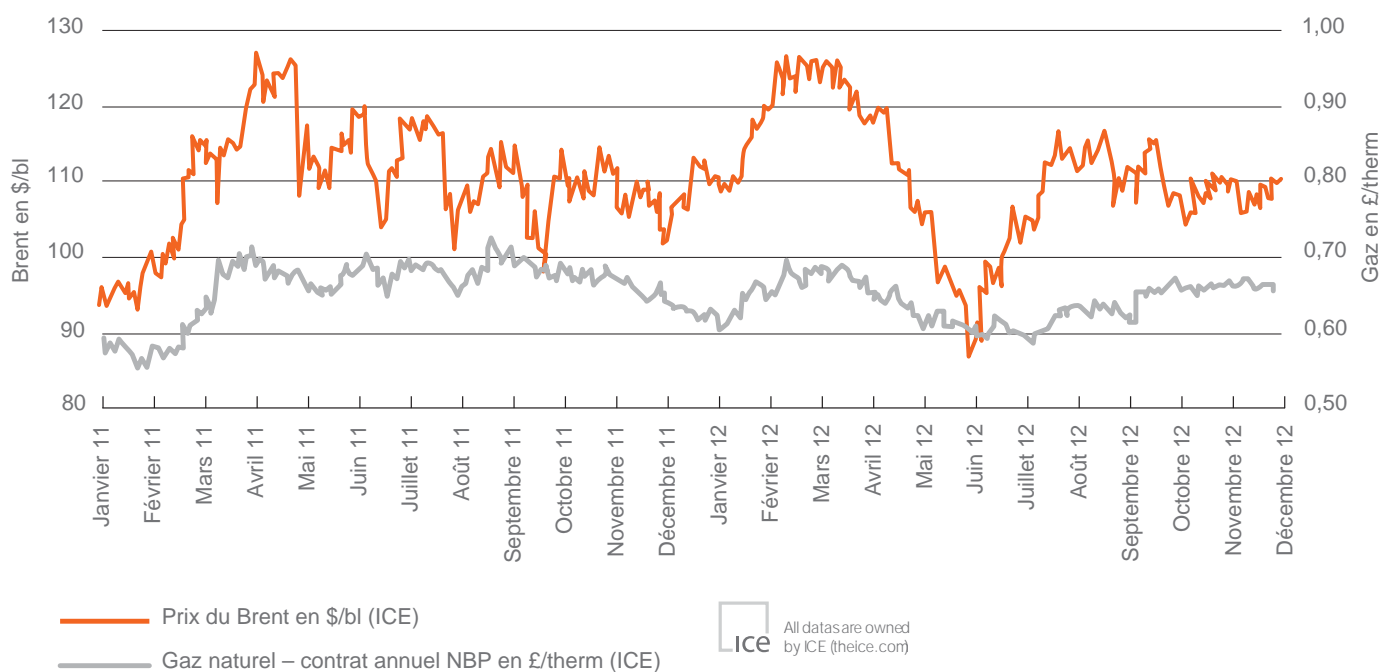
Concernant le **charbon**, l'équilibre offre-demande à court terme a été extrêmement détendu en raison notamment d'importations de charbon colombien, américain et russe à bas prix et d'une demande faible de la part des électriciens. Cette situation associée à des perspectives économiques moroses en Europe s'est traduite par une baisse de près de 17 % de la moyenne des prix à terme du charbon en Europe entre 2011 et 2012. Le prix de la tonne de charbon pour livraison en 2013 s'établit en moyenne à 103,1 \$/t en 2012 et termine l'année sous la barre des 100 dollars américains.

Le cours du **pétrole** brut européen s'est établi en moyenne à près de 112 \$/bl, soit sensiblement au même niveau qu'en 2011. Il aura été toutefois fortement volatil en cours d'année. Le prix du baril a commencé l'année en hausse en raison de craintes sur l'offre : menace de conflits potentiels avec l'Iran, problèmes au Sud Soudan, grève sur des sites pétroliers au Yémen. Au cours du deuxième trimestre, le baril a baissé fortement, annulant largement la hausse du premier trimestre. Ce repli est principalement dû

à des inquiétudes sur la demande, en raison de la publication régulière de mauvais chiffres sur la santé économique de l'Europe, des États-Unis et de la Chine. Le baril a de nouveau augmenté fortement durant l'été suite à des problèmes de production en Mer du Nord et de tensions croissantes avec l'Iran. Il s'est ensuite maintenu autour de 110 \$/bl jusqu'à la fin de l'année.

Le prix du contrat annuel de **gaz naturel** au Royaume-Uni s'inscrit en légère baisse par rapport à 2011 à 64,6 p/th, en raison notamment d'une situation détendue sur le court terme. Malgré la vague de froid de février et le détournement de la plupart des flux GNL vers l'Asie, les stocks de gaz se sont rapidement reconstitués sous l'effet d'une consommation britannique largement sous les normales au cours du 2^e trimestre. Les prix se sont ensuite maintenus à un niveau relativement bas jusqu'au début de l'automne en raison de perspectives détendues sur l'hiver. Avec le changement de contrat de référence au 1^{er} octobre, le prix du gaz à terme s'est fortement accru, les prix à terme 2013-2014 étant peu impactés par l'état de l'équilibre offre-demande sur le court terme.

Évolution des prix du gaz naturel et du pétrole



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 au Royaume-Uni (NBP) – en p/therm.

9.2.1.2 Consommation d'électricité¹ et de gaz naturel²

En 2012, la consommation brute d'électricité en France s'est établie à 489,5 TWh, en augmentation de 2,1 % par rapport à 2011. Cet écart s'explique essentiellement par des températures plus basses que la normale sur certains mois (février en particulier, avril et novembre) et inférieures de 0,8 °C aux moyennes de 2011, ce qui s'est traduit par une hausse de la consommation d'électricité de 13,7 TWh.

Corrigée de l'aléa climatique, du caractère bissextile de 2012 (impact +1,5 TWh) et de la baisse de -4,9 TWh de la consommation d'Eurodif consécutive à l'arrêt définitif de cette usine d'enrichissement d'uranium d'AREVA en juin 2012, la consommation en France est globalement stable entre 2011 et 2012 : la consommation de la grande industrie et des PMI/PME a diminué, mais a été compensée par la progression de la consommation des particuliers et des professionnels.

En 2012, la consommation de gaz naturel en France a augmenté de +4,5 % par rapport à 2011. Cette hausse s'explique par l'intensité de la vague de froid en février 2012 et, dans une moindre mesure, par des températures inférieures aux normales en avril 2012. Corrigée de l'aléa climatique, la consommation a diminué de 4,8 %.

En 2012, la consommation intérieure d'électricité au Royaume-Uni est estimée à 317,8 TWh, stable par rapport à 2011. Pour le gaz, elle est estimée à 549,4 TWh, en hausse de 9,7 % par rapport à 2011 essentiellement en raison de conditions climatiques plus froides qu'en 2011.

En Italie, les consommations estimées d'électricité et de gaz ont diminué respectivement de 2,8 % et de 4 % par rapport à 2011.

9.2.1.3 Tarifs de l'électricité et du gaz naturel

En France, par un arrêté du 20 juillet 2012, le Ministre de l'Économie et des Finances et la Ministre de l'Écologie, du Développement Durable et de l'Énergie ont rehaussé les tarifs réglementés de vente de l'électricité de 2,0 % pour chacune des catégories tarifaires bleu (résidentiel et professionnels), jaune et vert (industriels et grandes entreprises). L'augmentation est entrée en vigueur à compter du 23 juillet 2012.

En application des textes législatifs et réglementaires en vigueur, ces tarifs doivent a minima couvrir les coûts, comptables selon la CRE, des opérateurs historiques.

Suite à sa délibération du 19 juillet 2012 portant avis sur le projet d'arrêté ci-dessus, la CRE a émis les avis suivants :

- avis favorable au projet d'arrêté pour ce qui concerne les tarifs verts, qui couvrent les coûts constatés 2011 et prévisionnels 2012 ;
- avis défavorable pour les tarifs jaunes, qui, s'ils couvrent les coûts constatés 2011, ne couvrent pas les coûts prévisionnels 2012 ;
- avis défavorable pour les tarifs bleus, qui ne couvrent ni les coûts constatés 2011, ni les coûts prévisionnels 2012.

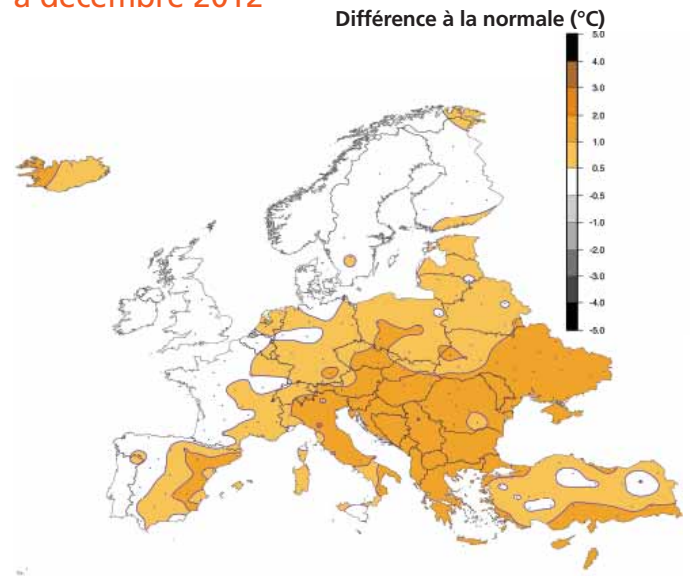
Les décisions du Conseil d'État prises en octobre et novembre 2012 relatives aux tarifs réglementés de vente et au TURPE 3 sont détaillées aux § 9.2.2.4.1.3 et 9.2.2.4.1.4.

Au Royaume-Uni, EDF Energy a diminué ses tarifs résidentiels de 5 % sur le gaz le 7 février 2012, puis les a relevés de 10,8 % sur l'électricité et le gaz le 7 décembre 2012.

En mars 2011, ses tarifs de l'électricité et du gaz avaient augmenté respectivement de 7,5 % et de 6,5 %, puis en novembre, respectivement de 4,5 % et de 15,4 %.

9.2.1.4 Conditions climatiques : températures et pluviométrie

Différence à la normale annuelle des températures moyennes de janvier 2012 à décembre 2012³



Après un mois de janvier globalement doux et sec, une forte vague de froid a été observée sur la première quinzaine du mois de février, les températures étant inférieures de 4,6 °C aux normales sur le mois. Celle-ci a été suivie par un mois de mars doux, puis par un deuxième trimestre proche de la normale. Le début de l'été a été maussade et frais sur l'ensemble du pays ; il a été suivi d'une vague de chaleur passagère au mois d'août. Enfin, le mois de décembre, débuté fraîchement, a connu ensuite des températures particulièrement douces sur l'ensemble du pays.

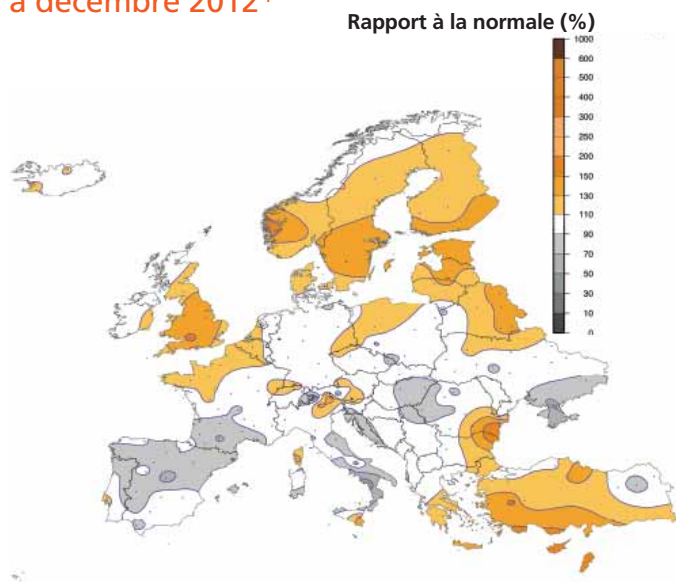
L'année 2012 se caractérise par une température moyenne supérieure à la normale sur la moitié est de la France, voisine de la normale sur le reste du pays, sensiblement supérieure au sud et au centre de l'Europe.

1. Données France : données brutes et données corrigées de l'impact des aléas climatiques communiquées par RTE.
Données Royaume-Uni : données fournies par le Department of Energy and Climate Change pour les 3 premiers trimestres, estimation pour le dernier trimestre fournie par la filiale locale.
Données Italie : données fournies par la filiale locale.

2. Données France : base Pégase, source SOeS (Service de l'Observation et des Statistiques) de janvier à novembre 2012.
Données Royaume-Uni : données fournies par le Department of Energy and Climate Change pour les 3 premiers trimestres, estimation pour le dernier trimestre fournie par la filiale locale.
Données Italie : données fournies par la filiale locale.

3. Source : Météo-France.
Carte de comparaison des moyennes des températures aux normales mesurées sur 30 ans. Pour l'Europe de l'Ouest, il s'agit des normales de 1971 à 2000 et pour l'Europe de l'Est de 1961 à 1990. Extraction de la base de données climatiques de Météo-France.

Rapport à la normale annuelle des précipitations moyennes de janvier 2012 à décembre 2012¹



En 2012, les conditions pluviométriques ont été contrastées sur l'Europe avec des zones plutôt déficitaires sur une grande moitié sud (Turquie exceptée), et normales à excédentaires (Scandinavie en particulier) sur l'autre moitié.

En France, les pluies cumulées sont également contrastées entre le nord et le sud : voisines de la normale sur les Alpes (légèrement excédentaires sur les Alpes du nord), légèrement déficitaires sur le nord du Massif Central et déficitaires sur un grand quart sud-ouest (sud du Massif Central et Pyrénées). Une forte variabilité temporelle a été observée entre :

- les mois de février, mars, août très secs ;
- les mois d'avril, mai puis octobre, novembre (sur la moitié est) et décembre très arrosés.

En conséquence, le productible hydraulique en France a connu des niveaux très variables :

- bas en février et mars puis en juillet, août et septembre ;
- voisin de la normale sur mai, juin puis octobre ;
- excédentaire en fin d'année.

Il reste déficitaire d'environ 10 % en cumul sur l'année.

9.2.2 Événements marquants^{2, 3}

9.2.2.1 Prises de participations et partenariats

9.2.2.1.1 Finalisation de la prise de contrôle d'Edison

Suite à la levée des conditions suspensives, le groupe EDF a finalisé le 24 mai 2012 avec ses partenaires italiens l'opération de prise de contrôle du groupe d'énergie Edison. Dans ses principes, l'accord

final est conforme à l'accord préliminaire signé le 26 décembre 2011 entre les parties.

Le Groupe a ainsi pris le contrôle d'Edison en acquérant la totalité de la participation de Delmi dans TdE (50 %) pour un montant total de 784 millions d'euros, correspondant à un prix négocié de 0,89 euro par action Edison.

Au terme de cette opération, le Groupe détenait 78,96 % du capital et 80,64 % des droits de vote d'Edison.

Simultanément à la prise de contrôle d'Edison par le Groupe, Delmi a pris le contrôle d'Edipower en acquérant les participations d'Edison (50 %) et d'Alpiq (20 %) dans Edipower, pour un prix total de 884 millions d'euros.

Par ailleurs, un contrat à long terme (6 ans) de fourniture de gaz a été signé entre Edison et Edipower pour couvrir 50 % des besoins en gaz de cette dernière.

Conformément aux dispositions de la réglementation boursière italienne, le groupe EDF a lancé le 2 juillet 2012 une offre publique obligatoire sur Edison à un prix de 0,89 euro par action ordinaire. Les actions sans droit de vote n'ont pas fait l'objet d'une offre.

976 306 145 actions ordinaires – correspondant à un montant de 869 millions d'euros – ont été apportées par les actionnaires minoritaires dans le cadre de cette offre clôturée le 6 septembre 2012. Le coût supplémentaire qui résulte du relèvement de cette offre, par rapport au prix de 0,84 euro par action envisagé dans l'accord préliminaire du 26 décembre 2011 – soit 48 millions d'euros au total –, a été supporté à parts égales par le groupe EDF et Delmi.

Entre le 2 et le 30 novembre 2012, il a également été proposé aux actionnaires minoritaires d'Edison une conversion de leurs actions sans droit de vote (*saving shares*) en actions ordinaires. À l'issue de la période, 437 573 actions sans droit de vote ont été converties en actions ordinaires.

Au 31 décembre 2012, suite à la clôture de l'offre publique obligatoire et de l'offre de conversion des actions sans droit de vote, le groupe EDF détient 97,40 % du capital et 99,48 % des droits de vote d'Edison.

9.2.2.1.2 Reprise des activités de Photowatt et prise de contrôle de PV Alliance

Le 27 février 2012, le Tribunal de Commerce de Vienne a retenu l'offre du groupe EDF pour la reprise des activités de Photowatt. Cette opération, et celle réalisée concurremment impliquant le CEA, permettent au Groupe, via sa filiale EDF Énergies Nouvelles réparties, de reprendre les actifs de Photowatt ainsi que 100 % de sa filiale PV Alliance et d'obtenir une licence d'exclusivité mondiale pour la technologie de l'hétérojonction, actuellement en cours de développement.

9.2.2.1.3 Acquisition de la société Enerest

Électricité de Strasbourg a acquis le 1^{er} avril 2012 une participation de 100 % dans la société Enerest, détentrice de la marque Gaz de Strasbourg et fournisseur historique de gaz de la région économique de Strasbourg, pour un prix d'acquisition de 139 millions d'euros.

9.2.2.1.4 Renégociation des contrats d'approvisionnement en gaz par Edison

Au second semestre 2012, la Cour d'arbitrage de l'ICC (*International Chamber of Commerce*) a rendu des sentences favorables à Edison dans le cadre des litiges relatifs aux révisions de prix des contrats d'approvisionnement à long terme en gaz naturel avec Rasgas (Qatar) et ENI (Libye). Il en résulte un impact positif de 680 millions d'euros enregistré dans l'excédent brut d'exploitation du Groupe sur l'exercice 2012.

1. Rapport à la normale annuelle des précipitations moyennes de janvier 2012 à décembre 2012.

Carte de comparaison des moyennes des précipitations aux normales mesurées sur 30 ans. Pour l'Europe de l'Ouest, il s'agit des normales de 1971 à 2000 et pour l'Europe de l'Est de 1961 à 1990. Extraction de la Base de Données Climatologiques de Météo-France.

2. Les événements marquants relatifs aux litiges figurent au chapitre 20.5 du présent document.

3. Le document de référence ainsi que la liste exhaustive des communiqués de presse sont disponibles sur le site internet : www.edf.com.

Une procédure d'arbitrage reste en cours sur le contrat d'approvisionnement en gaz naturel avec Sonatrach (Algérie) avec une sentence attendue en 2013.

9.2.2.1.5 Fin de la coopération globale entre EDF et ENEL dans le nucléaire

En novembre 2007, EDF et ENEL avaient conclu une série d'accords organisant leur coopération dans le domaine du nucléaire, aux termes desquels ENEL prenait une participation de 12,5 % dans le projet EPR de Flamanville 3.

Compte tenu de l'évolution de l'environnement économique et de ce projet ainsi que de l'abandon de la relance du programme nucléaire italien suite au référendum de juin 2011, ENEL et EDF ont annoncé le 4 décembre 2012 mettre un terme à cette coopération et renoncer à leurs options respectives dans les programmes de l'autre partenaire; ENEL abandonnant sa participation dans le projet EPR de Flamanville 3. Cette décision prend effet au 19 décembre 2012. EDF a remboursé ENEL du montant de son investissement dans ce projet (principal et pénalités) pour un montant de 658 millions d'euros, et en contrepartie récupère l'intégralité de la production d'électricité de Flamanville 3.

9.2.2.1.6 Acquisition d'une partie des parcs éoliens d'Iberdrola par EDF Énergies Nouvelles

Le 31 décembre 2012, EDF Énergies Nouvelles s'est engagé à acquérir 20 % des 32 parcs éoliens terrestres en France en fonctionnement détenus par Iberdrola, totalisant une puissance installée de 321,4 MW. Ces infrastructures, vendues pour un montant total de 350 millions d'euros, ont été acquises le 2 janvier 2013 par un consortium comprenant également General Electric et le groupe financier allemand Munich Re, à hauteur de 40 % chacun.

9.2.2.1.7 Cession d'une partie des parcs éoliens d'EDF Énergies Nouvelles

Les principales cessions réalisées en 2012 par EDF Énergies Nouvelles dans le cadre de son activité de Développement et Vente d'Actifs Structurés (DVAS) ont concerné principalement 50 % du parc éolien de Lakefield (205 MW au total) et le parc éolien de Spearville III (100 MW) aux États-Unis, ainsi que les parcs éoliens de Lac Alfred (75 MW) et Massif du Sud (75 MW) au Canada.

9.2.2.1.8 Cession de la participation dans Exelon

EDF a annoncé le 11 janvier 2013 avoir cédé à fin 2012 l'ensemble de sa participation, non stratégique, de 1,6 % du capital de la société Exelon (EXC.N) cotée au NYSE. Cette cession s'est effectuée pour un montant d'environ 470 millions de dollars américains, soit un prix moyen de 34,70 dollars américains par action, ce qui représente une prime de 18,6 % par rapport au cours d'Exelon du 10 janvier 2013.

9.2.2.2 Projets d'investissement

9.2.2.2.1 En France

9.2.2.2.1.1 Flamanville 3

En décembre 2012, EDF a communiqué une révision à la hausse du coût de construction du projet Flamanville 3 de 2 milliards d'euros par rapport au coût (de l'ordre de 6 milliards d'euros₂₀₀₈) qui avait été annoncé en juillet 2011. La première production commercialisable est prévue pour 2016.

Au-delà de l'effet « tête de série », certains facteurs ont pesé sur ce coût complet: l'évolution du design de la chaudière, les études d'ingénierie supplémentaires, l'intégration des nouvelles exigences réglementaires ainsi que les enseignements post Fukushima. Ont également été intégrées des dépenses supplémentaires liées à des aléas industriels, comme le remplacement des consoles du pont polaire et ses conséquences sur l'aménagement du planning des travaux, ainsi que l'impact financier de l'allongement des délais de construction.

Des étapes importantes de la construction ont été franchies au cours de l'année 2012 :

- construction du bâtiment diesel nord ;
- mise en place des supports des générateurs de vapeur et des pompes primaires dans le bâtiment réacteur ;
- fin du génie civil principal des 4 bâtiments de sauvegarde ;
- mise en eau du canal d'aménée de la station de pompage.

Fin décembre 2012, le degré d'avancement des travaux de génie civil était de 94 %, et de 39 % pour les montages électromécaniques.

9.2.2.2.1.2 Appel d'offres remporté pour l'éolien offshore français

Le 6 avril 2012, le consortium européen mené par le groupe EDF a remporté l'appel d'offres éolien offshore français pour les projets de Saint-Nazaire, Courseulles-sur-Mer et Fécamp. Ces projets, correspondant à près de 1 500 MW de nouvelles capacités qui seront installées après 2015, s'accompagnent d'un projet industriel ambitieux qui représente la création d'environ 7 500 emplois directs et indirects, avec notamment la fabrication en France de l'éolienne Haliade 150 d'Alstom.

9.2.2.2.1.3 Inauguration du Cycle Combiné Gaz (CCG) de Martigues

Le 12 novembre 2012, EDF a inauguré le premier CCG du site de Martigues. Les cycles combinés gaz sont bien adaptés à la fluctuation de la demande et sont performants sur le plan environnemental et énergétique. Fonctionnant au gaz naturel, l'unité de production peut désormais délivrer jusqu'à 465 MW d'électricité à pleine puissance sur le réseau électrique de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur. Le CCG de Martigues est le deuxième CCG mis en service par le groupe EDF en France et le premier construit par *repowering*, c'est-à-dire en utilisant une partie des installations existantes comme la turbine à vapeur, pour l'associer à un ensemble neuf composé d'une turbine à combustion et d'une chaudière de récupération des fumées. Le deuxième CCG en construction sur le site de Martigues, d'une puissance identique, sera mis en service courant 2013.

9.2.2.2.2 Au Royaume-Uni

9.2.2.2.2.1 Extension de la durée d'exploitation des centrales nucléaires au Royaume-Uni

EDF Energy prévoit d'obtenir une prolongation moyenne de sept années de la durée d'exploitation de l'ensemble de ses centrales nucléaires de type AGR par rapport à celle prévue lors de l'acquisition de British Energy en janvier 2009. Cette prolongation a un impact direct sur la durée d'amortissement de ces réacteurs.

Le 4 décembre 2012, EDF Energy a annoncé l'extension de 7 ans de la durée d'exploitation de deux de ses centrales nucléaires, Hunterston B et Hinkley Point B, qui resteront opérationnelles jusqu'en 2023 à minima.

9.2.2.2.2.2 Étapes clés franchies par le projet Hinkley Point C

Le 26 novembre 2012, l'*Office for Nuclear Regulation* a annoncé avoir accordé une licence de site à *NNB Generation Company*, la structure créée par EDF Energy, pour construire une nouvelle centrale comprenant un double réacteur EPR sur le site de Hinkley Point C, dans le Somerset.

Le 13 décembre 2012, les autorités britanniques ont certifié la conception du réacteur nucléaire EPR conçu par EDF et AREVA. L'*Office for Nuclear Regulation* et l'Agence de l'environnement (*Environment Agency*) ont estimé que le réacteur répondait aux critères indispensables en termes de sécurité et d'impact environnemental.

Le projet de loi sur l'énergie incluant le contrat pour différence (« CfD ») est une étape importante pour le projet, et la mise en place des réformes annoncées est attendue en 2013 et 2014. De fait, des accords intermédiaires (un premier document pour le CfD) sont négociés avec le Département à

l'énergie et au climat (« DECC ») pour HPC. La conclusion des discussions reste un élément clé pour la décision finale d'investissement (« FID »).

9.2.2.2.3 Autre International

9.2.2.2.3.1 Mise en place de la cuve de la tranche 1 et installation du dôme de la tranche 2 de l'EPR de Taishan

La construction des deux réacteurs EPR de Taishan en Chine, coordonnée par les équipes d'EDF, CGNPC (*China Guangdong Nuclear Power Company*) et AREVA, a franchi de nouvelles étapes clés de son développement en 2012.

Début juin 2012, la cuve a été introduite dans le bâtiment réacteur de l'unité 1, puis installée à son emplacement définitif dans le puits de cuve. Cette opération a marqué le début des travaux de mise en place des équipements de la chaudière nucléaire parallèlement à l'installation des matériels et circuits auxiliaires.

En septembre 2012, la société propriétaire et futur exploitant du site, *Taishan Nuclear Power Joint Venture Company* (TNPJVC), a procédé avec succès à l'installation du dôme du bâtiment réacteur de l'unité 2.

9.2.2.2.4 Autres activités

9.2.2.2.4.1 Prises de position d'EDF Énergies Nouvelles sur les marchés marocain et sud-africain

Le 16 avril 2012, le consortium mené par EDF Énergies Nouvelles, en partenariat avec le groupe japonais Mitsui & Co, a été retenu comme « soumissionnaire préféré » par l'Office National d'Électricité marocain pour le projet éolien de Taza, d'une puissance de 150 MW. EDF Énergies Nouvelles a également annoncé la création d'une filiale locale, EDF EN Maroc, qui pilotera son développement au Maroc.

Le 31 mai 2012, EDF Énergies Nouvelles a également été retenu comme « soumissionnaire préféré » par le département de l'énergie sud-africain pour trois projets éoliens alloués dans le cadre de la seconde phase de l'appel d'offres d'énergie renouvelable en Afrique du Sud lancé en août 2011. Représentant une puissance totale de 104 MW, les projets de Chaba (20,6 MW), Waainek (23,3 MW) et Grassridge (59,8 MW) sont situés dans la région de l'Eastern Cape. Ils seront équipés de turbines Vestas, d'une puissance unitaire de 3 MW. Leur construction devrait démarrer en 2013 pour des mises en service d'ici à la fin 2014.

9.2.2.2.4.2 Mise en service de parcs éoliens en Amérique du Nord

En 2012, EDF Énergies Nouvelles a renforcé ses positions en Amérique du Nord, où plusieurs parcs éoliens ont été mis en service au cours du second semestre: Spearville 3 (100,8 MW) au Kansas, Spinning Spur (161 MW) puis Bobcat Bluff (150 MW) au Texas, Pacific Wind (140 MW) puis Shiloh IV (102,5 MW) en Californie. Au Canada, un premier parc éolien a également été mis en service en octobre 2012 dans la province de Québec pour une puissance installée de 80 MW.

9.2.2.2.4.3 Mise en service de trois nouvelles centrales solaires en France

Au cours du second semestre 2012, EDF Énergies Nouvelles a mis en service trois nouvelles centrales solaires en France: Crucey, en région Centre en septembre 2012, Massangis en région Bourgogne en octobre 2012, et Toul-Rosières en Lorraine en novembre 2012.

Développées et réalisées par EDF Énergies Nouvelles France, ces centrales sont équipées de panneaux photovoltaïques de nouvelle génération, dits « à couches minces », et ont une puissance installée de 60 MWC, 56 MWC et 115 MWC respectivement.

9.2.2.2.4.4 Lancement d'Electranova Capital

Le 15 mai 2012, EDF a annoncé s'être associé à Idivest Partners, acteur spécialisé et reconnu dans le financement des PME, pour créer un fonds de

capital risque baptisé Electranova Capital. Ce fonds est doté d'une capacité d'investissement minimum de 60 millions d'euros, dont 30 millions d'euros de participation d'EDF et 10 millions d'euros de la part d'Allianz. Destiné à financer, en France et en Europe, de jeunes entreprises innovantes du secteur de l'énergie via des prises de participation minoritaires afin de relever le défi d'un modèle énergétique bas carbone, Electranova Capital a réalisé ses deux premiers investissements en octobre 2012:

- dans la société française Actility spécialisée dans les réseaux intelligents;
- dans la société norvégienne Seatower spécialisée dans les fondations pour l'éolien en mer respectueuses des écosystèmes marins.

9.2.2.2.4.5 Pose de la première pierre du terminal méthanier de Dunkerque

La construction du terminal méthanier de Dunkerque, portée par la filiale Dunkerque LNG, a été confiée par lot à trois groupements d'entreprises. L'avancement technique, en ligne avec le planning, s'est traduit par les principales réalisations suivantes:

- début des travaux de génie civil du tunnel raccordant la centrale de Gravelines au terminal, ce qui permettra à terme que les eaux tièdes de la centrale contribuent à la regazéification du gaz naturel liquéfié;
- début de la construction de l'enceinte de béton des trois réservoirs de gaz naturel liquéfié.

Le chantier a été inauguré le 5 octobre 2012 par Henri Proglio.

Par ailleurs, les deux gestionnaires de réseau de gaz naturel belge et français ont engagé la construction d'une nouvelle interconnexion France-Belgique.

9.2.2.2.4.6 Lancement de la construction du gazoduc Southstream

Le 7 décembre 2012, Gazprom a lancé les travaux de construction du gazoduc Southstream, destiné à alimenter l'Union européenne en gaz russe dès 2015. Ce gazoduc, long de 3 600 kilomètres, doit acheminer 63 milliards de mètres cubes de gaz (soit 700 TWh) par an à travers la mer Noire et les Balkans. EDF participe à hauteur de 15 % à la section sous-marine, aux côtés de Gazprom (50 %), Eni (20 %) et Wintershall (15 %).

9.2.2.3 Accréditations

9.2.2.3.1 Une nouvelle accréditation pour EDF: le FTSE4Good Index

Le 12 mars 2012, à la suite d'une analyse indépendante approfondie et au regard de critères sociaux, environnementaux et de sûreté nucléaire, le *FTSE4Good Policy Committee* a approuvé l'admission du groupe EDF au sein de l'index FTSE4Good. EDF fait donc désormais partie des cinq opérateurs nucléaires mondiaux qui répondent aux critères stricts développés et suivis par le *FTSE4Good Policy Committee*. Ces derniers ont été conçus pour identifier et mesurer la performance des sociétés qui travaillent à la protection durable de l'environnement, développent des relations positives avec l'ensemble des parties prenantes et œuvrent à la promotion et au respect des droits de l'Homme.

9.2.2.3.2 L'expertise du Groupe en matière de formation reconnue par deux distinctions

L'Université Groupe du Management d'EDF, qui s'adresse aux 12 000 managers du Groupe, a remporté le 13^e prix de l'excellence et de l'innovation de *Corporate University Xchange*, référence mondiale en matière de formation professionnelle en entreprise. Cette distinction récompense un programme de formation réalisé avec l'Institut d'Économie Industrielle de *Toulouse School of Economics* pour des dirigeants d'ERDF, filiale du groupe EDF, et portant sur les mécanismes de l'économie concessionnaire dans le secteur de la distribution d'électricité.

Quelques semaines auparavant, l'expertise du Groupe en matière de formation avait déjà reçu une accréditation internationale, le *Corporate Learning Improvement Process*.

9.2.2.4 Environnement réglementaire

9.2.2.4.1 France

9.2.2.4.1.1 Loi NOME et ARENH

La Commission européenne a annoncé le 12 juin 2012 avoir validé sous conditions les aides présentes dans les tarifs réglementés de vente en France. La Commission avait ouvert une enquête en 2007 au sujet des tarifs réglementés de vente aux entreprises (tarifs jaune, vert et TaRTAM). La loi NOME a entre-temps modifié le contexte législatif et réglementaire français en supprimant le TaRTAM, en fixant la fin des tarifs jaune et vert d'ici à fin 2015 et en mettant en place l'accès régulé au nucléaire (ARENH) pour tous les fournisseurs de clients en France à compter du 1^{er} juillet 2011 à un prix de 42 €/MWh pour 2012.

Les premières livraisons d'ARENH allouées aux concurrents d'EDF représentent un volume annuel d'environ 61 TWh. Le volume annuel d'ARENH ne peut excéder 100 TWh, augmenté progressivement à compter du 1^{er} janvier 2014 des quantités cédées aux gestionnaires de réseau en compensation de leurs pertes techniques selon un échéancier fixé par arrêté.

Le prix de l'ARENH, actuellement fixé à 42 €/MWh, devra ensuite être représentatif des conditions économiques de la production du parc nucléaire existant, en application d'un décret devant être publié au plus tard le 7 décembre 2013, précisant les coûts constitutifs de l'ARENH.

9.2.2.4.1.2 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 et s'applique à la consommation électrique. La loi de finances rectificative de juillet 2011 a apporté une dérogation au calendrier de hausse de la CSPE, en répartissant la hausse du 1^{er} janvier 2012 de 3 €/MWh pour moitié le 31 juillet 2011, et pour moitié le 1^{er} juillet 2012. Une hausse de la taxe de 1,5 €/MWh est ainsi intervenue le 1^{er} juillet 2012, portant celle-ci à 10,5 €/MWh.

Elle a depuis augmenté de 3 €/MWh au 1^{er} janvier 2013, s'établissant ainsi à 13,5 €/MWh.

Un décret du 6 mars 2012 a permis l'automatisation de l'attribution des tarifs sociaux d'électricité (financés par la CSPE). 1 083 milliers de ménages français ont bénéficié des tarifs sociaux en 2012, alors que seuls 600 000 ménages en avaient bénéficié en 2011.

En juin 2012, la Cour des Comptes a remis un rapport sur la CSPE à la commission d'enquête du Sénat sur le coût réel de l'électricité. La Cour a constaté la hausse actuelle et future des charges de service public. Elle relève que des charges supportées par EDF, coûts de portage du déficit de compensation et coûts de gestion des obligations d'achat, ne sont pas compensées par le mécanisme et reconnaît que la demande de reconnaissance des coûts de portage « n'est pas économiquement infondée ». Elle identifie des pistes de réflexion pour limiter l'impact des futures hausses de CSPE sur le consommateur d'électricité, telles que l'élargissement de l'assiette du financement à d'autres énergies, l'utilisation d'autres sources de recettes ayant pour origine l'électricité et la révision des règles d'exonération actuelles.

Depuis 2007, les recettes ne compensent pas les charges de service public de l'électricité supportées par l'entreprise qui augmentent régulièrement, principalement du fait de la hausse des achats des volumes d'énergie éolienne et solaire bénéficiant du régime de l'obligation d'achat. Les charges des Entreprises locales de distribution et d'Électricité de Mayotte étant intégralement compensées, le déficit du mécanisme est porté seulement

par EDF et engendre dans ses comptes à fin 2012 un produit à recevoir de 5,2 milliards d'euros, contre 3,8 milliards d'euros fin 2011, soit une augmentation de 1,4 milliard d'euros en 2012.

Sur l'exercice 2012, les charges d'EDF à compenser par la CSPE se sont élevées à 4,7 milliards d'euros contre 3,6 milliards d'euros en 2011, et la collecte à 3,3 milliards d'euros contre 2,5 milliards d'euros en 2011.

Les charges 2012 sont constituées de 3,2 milliards d'euros de surcoûts d'obligation d'achat en métropole, de 1,4 milliard d'euros de charges en Zones Non Interconnectées (ZNI), et de 0,1 milliard d'euros de charges de solidarité.

L'augmentation des charges d'EDF à compenser par la CSPE est due à l'augmentation des surcoûts des obligations d'achat en métropole pour 0,8 milliard d'euros et à l'augmentation des charges dans les ZNI pour 0,2 milliard d'euros.

Les obligations d'achat en métropole ont augmenté essentiellement en raison d'un effet volume: +3 TWh de production éolienne par rapport à 2011 induisant un effet de +0,1 milliard d'euros, +2 TWh de production photovoltaïque induisant un effet de +0,8 milliard d'euros.

Le 14 janvier 2013, EDF a annoncé avoir trouvé un accord avec les pouvoirs publics qui prévoit un remboursement de la créance constituée du déficit de CSPE au 31 décembre 2012 (de l'ordre de 4,3 milliards d'euros, chiffre qui sera ajusté avant le 31 décembre 2013 pour prendre en compte les montants de déficit de compensation des charges de service public au 31 décembre 2012 tels qu'ils seront validés par la CRE) et des coûts de portage induits pour le Groupe (0,6 milliard d'euros). En application de cet accord, cette créance d'environ 4,9 milliards d'euros sera soldée d'ici au 31 décembre 2018, selon un échéancier de remboursement progressif, et sera rémunérée aux conditions de marché.

En conséquence de cet accord, le Groupe a enregistré dans ses comptes 2012 un produit financier de 0,6 milliard d'euros, correspondant à la reconnaissance des coûts de portage passés cumulés au 31 décembre 2012.

9.2.2.4.1.3 Tarifs de vente d'électricité

Par une décision du 22 octobre 2012, le Conseil d'État a, à la demande du SIPPEREC, annulé l'arrêté du 13 août 2009 fixant les tarifs réglementés de vente d'électricité. Le Conseil d'État a enjoint les Ministres chargés de l'Énergie et de l'Économie de prendre un nouvel arrêté dans les trois mois fixant les tarifs réglementés de vente pour la période allant du 15 août 2009 au 13 août 2010. À la date de publication du présent rapport, le projet d'arrêté a été transmis à la CRE pour avis.

9.2.2.4.1.4 Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE 3)

Par une décision du 28 novembre 2012, le Conseil d'État a annulé les tarifs TURPE 3 qui avaient été approuvés le 5 mai 2009 par les Ministres de l'Énergie et de l'Économie sur proposition de la CRE. Cette décision, qui impose de fixer une nouvelle version du TURPE 3 d'ici au 1^{er} juin 2013, ne modifie pas les tarifs réglementés de vente aux clients. La nouvelle version de TURPE 3 – qui s'appliquera rétroactivement à la période 2009-2013 et se substituera au tarif annulé – sera proposée par la CRE aux Ministres compétents. La nouvelle décision tarifaire est en cours d'élaboration (cf. chapitre 20.5).

9.2.2.4.1.5 Décret d'application de l'article 225 de la loi Grenelle 2

La publication par le Gouvernement du décret d'application de l'article 225 de la loi Grenelle 2 le 26 avril 2012 instaure un reporting obligatoire dans le rapport de gestion des informations sociales, environnementales et sociétales de la part des entreprises de plus de 500 salariés et dont le total de bilan ou le montant net du chiffre d'affaires dépasse 100 millions d'euros. Un arrêté précisant les modalités de vérification de ce reporting extrafinancier par un organisme tiers indépendant est attendu courant 2013. Cette démarche de vérification viendra compléter celle initiée depuis 2007 par le Groupe, portant sur la vérification volontaire d'une sélection d'éléments quantitatifs.

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

Le groupe EDF a donc évalué l'impact de ce décret et de cet arrêté sur son organisation, mais également sur celle des filiales françaises concernées (Électricité de Strasbourg et ERDF). Cette analyse, complémentaire à celles effectuées dès 2011, a permis au Groupe de vérifier la conformité du système déjà mis en place depuis plusieurs années et d'engager dans le rapport de gestion 2012 les améliorations nécessaires.

9.2.2.4.1.6 Travaux pour conformité avec les prescriptions de l'ASN sur le parc nucléaire

Suite aux prescriptions présentées par l'ASN le 28 juin 2012 dans le cadre des évaluations complémentaires de sûreté, EDF confirme son engagement à réaliser des travaux visant au renforcement du niveau de sûreté de ses installations nucléaires. Ces travaux sur le parc nucléaire s'inscrivent dans le programme d'investissement global du Groupe à l'horizon 2015.

EDF a d'ores et déjà engagé un plan d'action conformément aux prescriptions techniques de l'ASN, comme par exemple :

- la mise en place de la Force d'Action Rapide du Nucléaire (FARN) en complément de l'organisation de gestion de situation de crise. Fin 2012, il est possible de faire intervenir la FARN sur une tranche de n'importe quel site en difficulté, et, à fin 2015, ce dispositif permettra des interventions en parallèle sur six tranches ;
- l'évolution des centres locaux de crise pour gérer des événements extrêmes ;
- le processus d'appel d'offres pour la fabrication des diesels d'ultime secours.

9.2.2.4.2 Belgique

L'environnement réglementaire a fortement évolué en Belgique en 2012, ce qui a affecté EDF Luminus à plusieurs titres.

La taxe nucléaire prélevée sur les opérateurs nucléaires en Belgique est passée de 250 millions d'euros en 2011 à 550 millions d'euros en 2012, ce qui s'est traduit par une augmentation de 15 millions d'euros pour la part à la charge d'EDF Luminus.

Le gouvernement belge a imposé une nouvelle régulation du marché de l'énergie via la loi du 29 mars 2012 qui gèle l'indexation à la hausse des paramètres variables prévus dans les contrats de gaz et d'électricité à compter du 1^{er} avril 2012.

L'arrêté royal du 29 mars 2012 a modifié à la baisse les règles de prise en charge par l'État des coûts engendrés chez les commercialisateurs par l'application des tarifs sociaux de l'électricité à leurs clients.

La CREG¹ a approuvé les nouveaux tarifs d'Elia (gestionnaire du réseau de transport électrique), pour la période 2012-2015, qui intègrent un tarif d'injection désormais à la charge des producteurs.

Le 4 juillet 2012, le gouvernement belge a pris la décision de fermer les centrales nucléaires de Doel 1 et Doel 2 (dans lesquelles le Groupe ne détient pas de participation) en 2015 et de prolonger jusqu'à 2025 l'exploitation de la centrale de Tihange 1 dans le cadre du « plan pour la sécurité d'approvisionnement en électricité » présenté par le Secrétaire d'État à l'Énergie. Le Conseil des Ministres a également prévu que 1 000 MW nucléaires seraient mis à la disposition du marché, pour accroître la concurrence entre les fournisseurs et permettre que les prix proposés aux consommateurs et aux entreprises soient les plus bas possibles.

Par ailleurs, durant l'été 2012, des inspections sur les cuves des centrales de Doel 3 et Tihange 2 ont révélé des micro-fissures qui ont entraîné l'arrêt de ces centrales, dans l'attente d'analyses complémentaires menées par l'Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire (AFCN) et Electrabel. Suite aux conclusions de l'AFCN, le gouvernement belge devrait se prononcer sur le redémarrage des centrales au cours du premier semestre 2013.

9.2.2.4.3 Royaume-Uni

Le Ministre britannique de l'Énergie et du Changement climatique a présenté le 22 mai 2012 un projet de loi sur la réforme du marché de l'électricité qui doit attirer quelque 110 milliards de livres sterling (136 milliards d'euros) d'investissements dans le nucléaire et les énergies renouvelables en une décennie. La principale innovation de cette réforme est l'instauration de *contracts for difference* (ou CFD), un mécanisme contractuel qui garantirait l'équilibre économique des nouveaux moyens de production d'électricité à faibles émissions de CO₂, ce qui regroupe à la fois les énergies renouvelables (éolien, solaire, biomasse...) et les centrales nucléaires. Dans l'hypothèse où EDF prendrait une décision positive d'investissement dans le projet Hinkley Point C, EDF serait compensé s'il vendait l'électricité produite par les nouveaux réacteurs en dessous d'un prix convenu, et reverserait à l'inverse le surplus s'il la commercialisait à un prix plus élevé.

Le 29 novembre 2012, le Ministre a déposé ce projet de loi auprès de la Chambre des Communes.

9.2.2.4.4 Hongrie

Un amendement à la loi sur l'électricité adopté le 16 mars 2011 a mis fin à tout support à la cogénération en Hongrie à compter de juillet 2011, et prévoit que les tarifs chaleur seront désormais régulés, les prix devant être fixés par le gouvernement hongrois sur proposition du régulateur et non plus par accord de gré à gré entre fournisseurs et clients. Cet amendement a affecté en particulier BE ZRt.

Après une période de transition au dernier trimestre 2011, de nouveaux tarifs chaleur, plus favorables, ont été publiés à compter du 1^{er} janvier 2012 et ont permis de couvrir les coûts associés. Le 31 octobre 2012, un nouveau décret a été publié, portant une hausse moyenne des tarifs chaleur avec un impact positif pour BE ZRt sur 2012.

1. CREG : Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz en Belgique.

9.3 Analyse de l'activité et du compte de résultat consolidé pour 2012 et 2011

La présentation et les commentaires du compte de résultat consolidé pour 2011 et 2012 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.

À compter de la prise de contrôle d'Edison, les données d'Edison ont été consolidées en intégration globale.

Les commentaires qui suivent portent sur la comparaison avec les données 2011 retraitées de l'impact lié au changement de méthode de comptabilisation des écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel postérieurs à l'emploi.

| (en millions d'euros) | 2012 | 2011 retraité |
|---|----------------|----------------|
| Chiffre d'affaires | 72 729 | 65 307 |
| Achats de combustible et d'énergie | (37 098) | (30 195) |
| Autres consommations externes | (10 087) | (9 931) |
| Charges de personnel | (11 624) | (10 802) |
| Impôts et taxes | (3 287) | (3 101) |
| Autres produits et charges opérationnels | 5 451 | 3 661 |
| Excédent brut d'exploitation (EBE) | 16 084 | 14 939 |
| Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading | (69) | (116) |
| Dotations aux amortissements | (6 849) | (6 285) |
| Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession | (164) | (221) |
| (Pertes de valeur) / reprises | (752) | (640) |
| Autres produits et charges d'exploitation | (5) | 775 |
| Résultat d'exploitation | 8 245 | 8 452 |
| Résultat financier | (3 362) | (3 780) |
| Résultat avant impôts des sociétés intégrées | 4 883 | 4 672 |
| Impôts sur les résultats | (1 586) | (1 336) |
| Quote-part de résultat net des entreprises associées | 260 | 51 |
| RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ | 3 557 | 3 387 |
| Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle | 241 | 239 |
| DONT RÉSULTAT NET PART DU GROUPE | 3 316 | 3 148 |
| Résultat net par action (en euros) | 1,80 | 1,70 |
| Résultat net dilué par action (en euros) | 1,80 | 1,70 |

9.3.1 Chiffre d'affaires

Un chiffre d'affaires consolidé en progression de 11,4 % et en croissance organique de 5,8 %.

9.3.1.1 Évolution du chiffre d'affaires Groupe

| (en millions d'euros) | 2012 | 2011 retraité | Variation en valeur | Variation en % | Croissance organique en % |
|---------------------------|---------------|---------------|---------------------|----------------|---------------------------|
| Chiffre d'affaires | 72 729 | 65 307 | 7 422 | + 11,4 | + 5,8 |

Le chiffre d'affaires s'élève à 72 729 millions d'euros en 2012, en croissance de 7 422 millions d'euros (+11,4 %). Hors effets de change (674 millions d'euros) résultant principalement de l'appréciation de la livre sterling face à l'euro et hors effets de périmètre (2 983 millions d'euros) liés pour l'essentiel à la prise de contrôle d'Edison, la croissance organique est de +5,8 %.

9.3.1.2. Évolution du chiffre d'affaires par segment

| (en millions d'euros) | 2012 | 2011 retraité | Variation en valeur | Variation en % | Croissance organique en % |
|-------------------------------------|---------------|------------------|------------------------|-------------------|------------------------------|
| France | 39 120 | 37 171 | 1 949 | + 5,2 | + 5,2 |
| Royaume-Uni | 9 739 | 8 568 | 1 171 | + 13,7 | + 6,4 |
| Italie | 10 098 | 6 552 | 3 546 | + 54,1 | + 10,8 |
| Autre International | 7 976 | 7 501 | 475 | + 6,3 | + 5,5 |
| Autres activités | 5 796 | 5 515 | 281 | + 5,1 | + 2,8 |
| Total hors France | 33 609 | 28 136 | 5 473 | + 19,5 | + 6,5 |
| CHIFFRE D'AFFAIRES DU GROUPE | 72 729 | 65 307 | 7 422 | + 11,4 | + 5,8 |

En 2012, le chiffre d'affaires réalisé hors de France représente 46,2 % du chiffre d'affaires consolidé du Groupe, contre 43,1 % en 2011.

9.3.1.2.1 France

Évolution du chiffre d'affaires du segment France

La contribution de la France au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 39 120 millions d'euros, en croissance organique de 5,2 % par rapport à 2011.

La croissance du chiffre d'affaires résulte principalement de l'augmentation des volumes vendus en électricité (+7,2 TWh) et en gaz (+2,9 TWh) pour 1 milliard d'euros, ainsi que de la hausse des prix et tarifs de l'électricité (en juillet 2011 et juillet 2012) et du gaz pour 670 millions d'euros. La croissance des volumes vendus d'électricité est portée par les particuliers en raison d'un climat plus froid (+13 TWh par rapport à 2011); en revanche, la consommation des industriels est en recul.

Au 31 décembre 2012, la part de marché électricité sur l'ensemble des clients finals est de 80,0 %, en retrait de -0,2 point par rapport à fin 2011. La part de marché gaz naturel s'élève à 4,3 %, en augmentation de 0,7 point par rapport à fin 2011.

Ventilation du chiffre d'affaires du segment France entre activités non régulées¹, activités de réseaux² et activités insulaires³

| (en millions d'euros) | 2012 | 2011 retraité | Variation en valeur | Variation en % |
|------------------------|----------|------------------|------------------------|-------------------|
| Chiffre d'affaires | 39 120 | 37 171 | 1 949 | + 5,2 |
| Activités non régulées | 37 001 | 35 270 | 1 731 | + 4,9 |
| Activités réseaux | 13 309 | 12 254 | 1 055 | + 8,6 |
| Activités insulaires | 907 | 862 | 45 | + 5,2 |
| Éliminations | (12 097) | (11 215) | (882) | |

La hausse de 4,9 % du chiffre d'affaires des activités non régulées s'explique principalement par l'impact favorable des hausses de volumes, tirées pour l'essentiel par le climat.

Le chiffre d'affaires des activités réseaux augmente de 8,6 % sous l'effet conjugué des hausses des tarifs et des volumes acheminés du fait d'un hiver 2012 plus rigoureux qu'en 2011.

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 et de distribution d'EDF dans les Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI).

Bilan électrique

La production nucléaire s'établit en 2012 à 404,9 TWh contre 421,1 TWh en 2011, soit -16,2 TWh. Ce recul s'explique par des prolongations d'arrêts programmés plus importantes qu'en 2011, du fait d'aléas techniques, de contrôles et travaux complémentaires réalisés lors de ces arrêts et d'une demande exceptionnellement basse en fin d'année due à un climat particulièrement doux. Le coefficient de disponibilité s'établit à 79,7 % en 2012, en retrait de 1 point par rapport à 2011.

La production hydraulique s'élève à 34,5 TWh, en amélioration par rapport à 2011 (+7,7 TWh) du fait d'une hydraulité nettement moins défavorable (voir conditions climatiques en section 9.2.1.4).

La production thermique à flamme s'élève à 14,9 TWh, soit +3,1 TWh par rapport à 2011. Cette évolution est essentiellement liée à un écart entre les prix de l'électricité et ceux des combustibles fossiles plus favorable à la production thermique à flamme, notamment durant la vague de froid de février 2012.

Les volumes vendus aux clients finals (segment de marché qui comprend Eurodif et les Entreprises locales de distribution) sont en progression de +7,2 TWh, dont +13 TWh liés au différentiel de températures. Par ailleurs, la fourniture d'électricité en application de la loi Nome a représenté un volume de 60,8 TWh.

En 2012, EDF a été acheteur net de 25,4 TWh sur les marchés de gros, ce qui représente une augmentation des volumes nets achetés de 18,1 TWh par rapport à 2011.

9.3.1.2.2 Royaume-Uni

La contribution du **Royaume-Uni** au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 9739 millions d'euros en 2012, en hausse de 13,7 % par rapport à 2011 et en croissance organique de 6,4 %. Il inclut un effet de change favorable de 626 millions d'euros par rapport à 2011.

L'activité bénéficie d'effets prix favorables portés par la hausse des prix de gros sur l'ensemble des segments.

En revanche, le chiffre d'affaires enregistre des effets volumes défavorables, en raison d'une diminution des ventes aux entreprises dans un contexte de forte concurrence ainsi que des ventes structurées résultant de la fin des contrats historiques apportés par British Energy. Cette baisse est partiellement compensée par la hausse des volumes vendus en gaz et en électricité aux clients résidentiels, notamment en raison d'une augmentation du nombre de clients, et d'effets climatiques favorables.

9.3.1.2.3 Italie

La contribution de l'**Italie**¹ au chiffre d'affaires du Groupe est de 10 098 millions d'euros, en progression de 54,1 % et en croissance organique de 10,8 %.

Le chiffre d'affaires d'Edison est en augmentation organique de 721 millions d'euros.

Dans les activités électriques, le chiffre d'affaires bénéficie d'une hausse des prix, partiellement compensée par un effet volume négatif auprès des clients finals et sur les marchés de gros.

Dans les activités hydrocarbures, le chiffre d'affaires est en croissance en raison du renchérissement des prix des matières premières et d'un effet volume global : hausse des volumes vendus sur les marchés de gros, des ventes industrielles et résidentielles et des volumes de production en exploration-production liés aux installations mises en service courant 2011.

9.3.1.2.4 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 7976 millions d'euros en 2012, en augmentation de 475 millions d'euros par rapport à 2011, soit +6,3 %.

Les effets de change entre 2011 et 2012 s'élèvent à +15 millions d'euros. Les effets périmètre du segment sont essentiellement liés aux changements de méthode de consolidation des filiales polonaises Zielona Gora et Kogeneracja². Hors effets de périmètre et de change, le chiffre d'affaires est en hausse organique de 5,5 % par rapport à 2011.

Cette progression provient pour l'essentiel de l'Autriche et, dans une moindre mesure, de la Belgique et de la Pologne. En revanche, le chiffre d'affaires est en légère baisse en Hongrie et aux États-Unis.

En **Autriche**, le chiffre d'affaires de 625 millions d'euros présente une croissance organique de +49,9 %, due notamment au développement des activités d'optimisation sans impact significatif sur la marge.

En **Belgique**, le chiffre d'affaires de 3771 millions d'euros présente une croissance organique de +4,9 %. Cette variation provient en majeure partie d'une hausse des volumes de gaz commercialisés en raison d'un effet climat favorable.

Le chiffre d'affaires de la **Pologne** présente une hausse organique de 8,6 % qui résulte d'une augmentation des volumes de vente d'électricité, de l'impact favorable de l'optimisation et de la commercialisation des certificats verts et jaunes (énergies renouvelables et gaz) plus nombreux qu'en 2011.

9.3.1.2.5 Autres activités

Les **Autres activités** regroupent notamment EDF Énergies Nouvelles, EDF Trading, Électricité de Strasbourg, ainsi que la participation dans Dalkia.

La contribution des **Autres activités** au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 5796 millions d'euros en 2012, en augmentation de 281 millions d'euros (+5,1 %), et en croissance organique de 2,8 % par rapport à 2011.

La contribution d'**EDF Énergies Nouvelles** au chiffre d'affaires du Groupe s'inscrit en hausse organique de 13,8 % par rapport à 2011. Cette croissance résulte principalement de l'augmentation des capacités en exploitation de l'activité Production. Elle est également portée par la hausse du chiffre d'affaires de l'activité Développement-Vente d'Actifs Structurés.

Le chiffre d'affaires d'**EDF Trading**³ est en baisse organique de 13,9 % par rapport à 2011, notamment du fait de conditions de marché difficiles en Amérique du Nord.

Le chiffre d'affaires contributif de **Dalkia** est en croissance organique de 78 millions d'euros (+3,3 %), principalement en Europe Continentale.

1. Groupes Edison et Fenice.

2. Passage d'intégration proportionnelle à intégration globale le 16 février 2012 dans le cadre de l'acquisition des participations détenues par EnBW dans ces sociétés.

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

9.3.2 Excédent Brut d'Exploitation (EBE)

Un EBE en augmentation de 7,7 % et en croissance organique de 4,6 %.

| (en millions d'euros) | 2012 | 2011 retraité | Variation en valeur | Variation en % | Croissance organique en % |
|---|---------------|------------------|------------------------|-------------------|------------------------------|
| Chiffre d'affaires | 72 729 | 65 307 | 7 422 | + 11,4 | + 5,8 |
| Achats de combustible et d'énergie | (37 098) | (30 195) | (6 903) | + 22,9 | + 13,3 |
| Autres consommations externes | (10 087) | (9 931) | (156) | + 1,6 | - 0,4 |
| Charges de personnel | (11 624) | (10 802) | (822) | + 7,6 | + 6,3 |
| Impôts et taxes | (3 287) | (3 101) | (186) | + 6,0 | + 5,7 |
| Autres produits et charges opérationnels | 5 451 | 3 661 | 1 790 | + 48,9 | + 47,9 |
| EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION (EBE) | 16 084 | 14 939 | 1 145 | + 7,7 | + 4,6 |

9.3.2.1 Évolution et analyse de l'EBE Groupe

L'excédent brut d'exploitation consolidé du Groupe s'élève à 16 084 millions d'euros en 2012, en augmentation de 7,7 % par rapport à 2011 et en croissance organique de 4,6 %. Les effets de périmètre pour +309 millions d'euros concernent principalement Edison. Les effets de change favorables de 154 millions d'euros résultent principalement de l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

Les achats de combustible et d'énergie du Groupe s'établissent à 37 098 millions d'euros en 2012, en augmentation de 6 903 millions d'euros par rapport à 2011 (+22,9 %) et en croissance organique de 13,3 %. En France, la hausse organique de 16,1 % s'explique essentiellement par l'accroissement des obligations d'achat (à hauteur de 1 milliard d'euros, par ailleurs compensées par la CSPE comptabilisée en Autres produits et charges opérationnels). Au Royaume-Uni, la hausse organique de 169 millions d'euros (+3,5 %) s'explique essentiellement par la hausse du coût de l'énergie et des tarifs de transport et de distribution. En Italie, la hausse organique de 16,2 % provient principalement du renchérissement des coûts d'approvisionnement en gaz. Sur le segment Autre International, la hausse organique de 10,1 % est liée principalement à l'augmentation des volumes ayant fait l'objet d'activités d'optimisation en Autriche et en Belgique.

Les autres consommations externes du Groupe s'élèvent à 10 087 millions d'euros, en augmentation de 156 millions d'euros par rapport à 2011 (+1,6 %) et en légère baisse organique (-0,4 %). Les variations organiques défavorables au Royaume-Uni (-93 millions d'euros) et en Italie (-50 millions d'euros) sont plus que compensées par la diminution constatée en France, suite en particulier à un renforcement du schéma de gestion relatif aux tranches nucléaires ayant permis une amélioration du suivi des dépenses

de maintenance courantes et des contrôles planifiés réalisés à intervalles réguliers.

Les charges de personnel du Groupe s'établissent à 11 624 millions d'euros, en augmentation de 822 millions d'euros par rapport à 2011. La variation organique est de +6,3 %. Cette variation concerne essentiellement la France, où les charges de personnel s'élèvent à 8 676 millions d'euros, en croissance organique de 7,6 % par rapport à 2011, compte tenu de l'augmentation des effectifs ainsi que des mesures salariales et de la hausse des cotisations sociales employeur (consécutives à l'élargissement de l'assiette des cotisations).

Les impôts et taxes s'élèvent à 3 287 millions d'euros en 2012, en augmentation de 186 millions d'euros par rapport à 2011, soit +6,0 % (+5,7 % en croissance organique). Cette variation inclut une hausse des impôts et taxes en France supportés par l'activité production.

Les autres produits et charges opérationnels correspondent à un produit net de 5 451 millions d'euros en 2012, en augmentation de 1 790 millions d'euros par rapport à 2011 et en variation organique de +47,9 %. En France, la hausse organique des autres produits et charges opérationnels de 1 613 millions d'euros est due à la hausse de la CSPE pour 1 131 millions d'euros liée à l'augmentation de la compensation des obligations d'achat et à l'effet positif de la fin du dispositif TaRTAM en juillet 2011. En Italie, les autres produits et charges opérationnels augmentent en organique chez Edison de 347 millions d'euros compte tenu de l'effet favorable de la quote-part relative aux exercices antérieurs des résultats de renégociation de contrats d'approvisionnement à long terme de gaz naturel. Au Royaume-Uni, en revanche, les autres produits et charges opérationnels diminuent en organique de 227 millions d'euros compte tenu principalement de l'effet défavorable de la valorisation à la juste valeur des contrats de vente d'électricité, effectuée lors de l'acquisition de British Energy.

9.3.2.2 Évolution et analyse de l'EBE par segment

| (en millions d'euros) | 2012 | 2011 retraité | Variation en valeur | Variation en % | Croissance organique en % |
|--------------------------|---------------|------------------|------------------------|-------------------|------------------------------|
| France | 9 930 | 9 196 | 734 | + 8,0 | + 8,0 |
| Royaume-Uni | 2 054 | 1 942 | 112 | + 5,8 | - 1,5 |
| Italie | 1 019 | 592 | 427 | + 72,1 | + 23,1 |
| Autre International | 1 067 | 1 280 | (213) | - 16,6 | - 19,5 |
| Autres activités | 2 014 | 1 929 | 85 | + 4,4 | + 4,7 |
| Total hors France | 6 154 | 5 743 | 411 | + 7,2 | - 0,9 |
| EBE GROUPE | 16 084 | 14 939 | 1 145 | + 7,7 | + 4,6 |

9.3.2.2.1 France

Évolution de l'EBE du segment France

La contribution de la France à l'EBE du Groupe s'élève à 9 930 millions d'euros, en augmentation faciale et organique de 8,0 % par rapport à 2011. Cette contribution représente 61,7 % de l'EBE du Groupe en 2012, à l'identique de 2011.

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

| (en millions d'euros) | 2012 | 2011 retraité | Variation en valeur | Variation en % |
|------------------------|-------|------------------|------------------------|-------------------|
| EBE | 9 930 | 9 196 | 734 | + 8,0 |
| Activités non régulées | 6 209 | 6 116 | 93 | + 1,5 |
| Activités réseaux | 3 451 | 2 820 | 631 | + 22,4 |
| Activités insulaires | 270 | 260 | 10 | + 3,8 |

L'EBE des activités non régulées augmente légèrement (+1,5 %).

Cette évolution intègre essentiellement :

- en termes de volumes : l'effet de la baisse de la production nucléaire (-635 millions d'euros), en partie compensée par l'amélioration de la production hydraulique (357 millions d'euros), un effet climat défavorable (-208 millions d'euros) essentiellement dû à la vague de froid de février 2012 qui a suscité un pic de demande satisfaite à un coût élevé, ainsi qu'une augmentation des charges d'exploitation de 177 millions d'euros ;
- en termes de prix : des effets favorables des contrats long terme et Eurodif (+238 millions d'euros), la fin du dispositif TaRTAM (+225 millions d'euros) et la légère hausse de la part énergie hors acheminement des tarifs réglementés de vente (+188 millions d'euros).

L'EBE des activités réseaux est en progression de 22,4 %, en raison de la hausse tarifaire de la part acheminement, de l'effet favorable du climat et de l'impact négatif de la régularisation du taux de perte sur exercices antérieurs constaté en 2011, sans équivalent en 2012.

L'EBE des activités insulaires est en augmentation de 10 millions d'euros (+3,8 %) du fait de la hausse des tarifs principalement.

9.3.2.2.2 Royaume-Uni

La contribution du **Royaume-Uni** à l'EBE du Groupe, incluant l'impact de la revalorisation à la juste valeur du bilan d'acquisition de British Energy, est de 2 054 millions d'euros en 2012, en hausse de 5,8 % par rapport à 2011 et en diminution organique de 1,5 %. L'effet change favorable (+142 millions d'euros) est lié à l'appréciation de la livre sterling face à l'euro entre 2011 et 2012.

Hors effet défavorable lié à la revalorisation à la juste valeur du bilan d'acquisition de British Energy (notamment des contrats de vente d'électricité), l'EBE est en croissance organique de 7,5 %.

La performance opérationnelle se caractérise par la hausse de la production nucléaire de +4,2 TWh à 60,0 TWh (+7,5 %) et par la hausse de la production thermique à charbon (+6,5 TWh), résultant de la bonne disponibilité du parc de production. Celle-ci, ainsi que la hausse des prix de gros, ont un effet favorable sur les marges.

9.3.2.2.3 Italie

La contribution du segment **Italie** à l'EBE du Groupe s'élève à 1 019 millions d'euros, en progression de 72,1 % par rapport à 2011 et en hausse organique de +23,1 %.

La contribution de **Edison** à l'EBE du Groupe s'établit à 918 millions d'euros en 2012 contre 480 millions d'euros en 2011, en croissance organique de 148 millions d'euros, soit +30,8 %.

La contribution des activités hydrocarbures à l'EBE est en forte progression par rapport à 2011 (+294 millions d'euros). Les résultats d'arbitrages² favorables à Edison de septembre et octobre 2012, relatifs aux contrats d'approvisionnement à long terme de gaz naturel avec Rasgas (Qatar) et ENI (Libye), ont entraîné une hausse de l'EBE de 680 millions d'euros (dont 347 millions d'euros au titre des années antérieures). Par ailleurs, l'exploration-production enregistre de bons résultats. Toutefois, ces activités restent fortement pénalisées par la baisse des marges gaz sur les clients finals résultant de la baisse de la demande conjuguée avec une disponibilité importante de gaz spot sur les hubs européens, entraînant une décorrélation entre les prix spot du gaz et le coût des contrats à long terme. Une nouvelle phase de révision de prix avec les fournisseurs gaziers a débuté au quatrième trimestre 2012 afin de restaurer la rentabilité de ces contrats. L'arbitrage pour le contrat d'importation de gaz algérien est actuellement en cours et une décision est attendue en 2013.

L'EBE de l'activité électricité est en baisse, principalement en raison d'une contraction des marges unitaires sur le marché des clients finals et de résultats sur le marché d'équilibrage inférieurs à 2011.

9.3.2.2.4 Autre International

L'EBE du segment **Autre International** s'élève à 1 067 millions d'euros en 2012, en diminution de 16,6 % par rapport à 2011 et en diminution organique de 19,5 %.

L'EBE en **Pologne** enregistre une diminution organique de 113 millions d'euros, intégrant une contraction des marges en raison de la hausse des prix du combustible biomasse et de la baisse des prix des certificats verts (énergies renouvelables).

1. Ventilation explicitée dans la partie 9.3.1.2.1.

2. Ayant porté sur les années gazières d'octobre 2010 à fin septembre 2012.

Le **Brésil** enregistre une diminution organique de 53 millions d'euros de son EBE, liée notamment à deux arrêts majeurs de la centrale de Norte Fluminense programmés au premier semestre 2012 et au niveau exceptionnellement élevé des exportations en 2011.

Aux **États-Unis**, l'EBE est en décroissance organique (-27 millions d'euros) par rapport à 2011, ce qui s'explique par la diminution de la marge réalisée par CENG compte tenu de la baisse des prix de marché de l'électricité et de l'augmentation du nombre de jours d'arrêt programmés et fortuits entre 2011 et 2012. Cette évolution est partiellement compensée chez UniStar par la limitation des dépenses sur le projet Calvert Cliffs 3 en vue de l'obtention de la licence de construction et d'exploitation NRC, et par une optimisation des coûts de structure dans la holding EDF Inc.

L'EBE de la **Belgique** est en décroissance organique de 16 millions d'euros. Il enregistre les effets défavorables des nouveaux mécanismes de régulation entrés en vigueur en 2012 et présentés au § 9.2.2.4.2, ainsi que de l'arrêt des centrales Doel 3 et Tihange 2.

9.3.3 Résultat d'exploitation

Un résultat d'exploitation en diminution de 2,4 %.

| (en millions d'euros) | 2012 | 2011 retraité | Variation en valeur | Variation en % |
|--|---------------|------------------|------------------------|-------------------|
| EBE | 16 084 | 14 939 | 1 145 | + 7,7 |
| Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières, hors activités de trading | (69) | (116) | 47 | - 40,5 |
| Dotations aux amortissements | (6 849) | (6 285) | (564) | + 9,0 |
| Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession | (164) | (221) | 57 | - 25,8 |
| (Pertes de valeur)/reprises | (752) | (640) | (112) | + 17,5 |
| Autres produits et charges d'exploitation | (5) | 775 | (780) | - 100,6 |
| RÉSULTAT D'EXPLOITATION | 8 245 | 8 452 | (207) | - 2,4 |

Le **résultat d'exploitation** consolidé du Groupe s'élève à 8 245 millions d'euros en 2012, en diminution de 207 millions d'euros par rapport à 2011, ce qui s'explique principalement par la dégradation des autres produits et charges d'exploitation et la hausse des dotations aux amortissements, partiellement compensées par l'évolution positive de l'EBE.

9.3.3.1 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 -116 millions d'euros en 2011 à -69 millions d'euros en 2012. Les évolutions positives sont principalement localisées dans les segments **Autre International** (Belgique) et **Autres activités**.

9.3.2.2.5 Autres activités

Les **Autres activités** contribuent à l'EBE du Groupe à hauteur de 2014 millions d'euros, en augmentation de 85 millions d'euros par rapport à 2011 et en croissance organique de +4,7 %.

La contribution d'**EDF Énergies Nouvelles** à l'EBE du Groupe s'élève à 642 millions d'euros. Cette progression organique de 20,6 % par rapport à 2011 est tirée par le développement de l'activité production d'une part (hausse des productions éoliennes et solaires en Europe et en Amérique du Nord du fait d'importantes mises en service en 2011 et 2012, ainsi que de conditions météorologiques favorables), et par une activité soutenue de DVAS d'autre part.

L'EBE d'**EDF Trading** est en baisse de 20,1 % par rapport à 2011, ce qui reflète l'évolution de la marge de trading commentée au § 9.3.1.2.5.

L'EBE de **Dalkia** est en décroissance organique de 22 millions d'euros, soit -8,9 %, en raison de conditions dégradées de l'activité en Italie.

L'EBE du segment bénéficie par ailleurs de l'effet favorable d'opérations immobilières ainsi que de renégociations de contrats d'assurance.

9.3.3.2 Dotations aux amortissements

Les dotations aux amortissements sont en augmentation de 9,0 % par rapport à 2011.

La **France** enregistre une hausse des dotations aux amortissements de 287 millions d'euros, notamment liée aux remplacements de gros composants de centrales nucléaires et aux travaux d'investissements sur les centrales en exploitation et ce malgré l'effet favorable du changement d'estimation de la durée de vie de certains actifs de distribution.

Au **Royaume-Uni**, les dotations aux amortissements bénéficient en 2012 d'un effet favorable de 225 millions d'euros lié à la prise en compte de l'extension de 5 et 7 ans de la durée d'exploitation des réacteurs des centrales nucléaires RAG¹ par rapport à celle prévue au moment de l'acquisition de British Energy en janvier 2009.

En **Italie**, la hausse des volumes de production d'hydrocarbures chez Edison a entraîné une hausse des charges d'amortissement. Par ailleurs, dans le secteur de l'Exploration-Production, Edison a poursuivi ses efforts

1. Réacteurs avancés refroidis au gaz.

d'exploration en Norvège et aux îles Falkland, qui se sont traduits par deux découvertes en Norvège pour un montant estimé de 18 milliards de m³ de réserves de gaz (20 % quote-part Edison). Les dépenses d'exploration qui s'y rattachent sont comptabilisées en charge d'amortissement sur l'exercice.

Chez **EDF Énergies Nouvelles**, la mise en service des parcs de production conduit à une hausse des charges d'amortissement de 58 millions d'euros.

9.3.3.3 Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession

La diminution de 57 millions d'euros des dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession en 2012 par rapport à 2011 est essentiellement attribuable à ERDF.

9.3.3.4 Pertes de valeur/reprises

En 2011, les pertes de valeur constatées pour 640 millions d'euros concernaient Edison en **Italie** pour 320 millions d'euros (dont 280 millions d'euros pour Edipower), le segment **Autres activités** à hauteur de 267 millions d'euros et le segment **Autre International** avec BE ZRt en Hongrie pour 53 millions d'euros.

En 2012, les pertes de valeur constatées pour 752 millions d'euros concernent principalement CENG aux États-Unis (segment **Autre International**) pour 396 millions d'euros, compte tenu des perspectives dégradées sur les prix à terme de l'électricité, le **Royaume-Uni** pour 234 millions d'euros sur des actifs thermiques, ainsi qu'Edison en **Italie** pour 44 millions d'euros.

9.3.3.5 Autres produits et charges d'exploitation

Les autres produits et charges d'exploitation représentent une charge nette de 5 millions d'euros en 2012 contre un produit net de 775 millions d'euros en 2011. En 2011, ils comprenaient la comptabilisation de l'impact positif de 414 millions d'euros sur la provision pour renouvellement dû au changement d'estimation de la durée de vie de certains ouvrages de distribution publique en France, ainsi que la plus-value de cession d'EnBW pour 327 millions d'euros.

En 2012, ils incluent essentiellement :

- une charge nette de (70) millions d'euros relative à la révision à la hausse des devis pour la déconstruction des centrales nucléaires françaises à l'arrêt (centrales UNGG, Creys-Malville, Brennilis et Chooz A) et à la révision de certains coûts relatifs à l'entreposage intermédiaire du combustible usé;
- un produit de 160 millions d'euros concernant ERDF et résultant d'une reprise de provision pour renouvellement suite à un changement d'estimation de la durée de vie des transformateurs HTA-BT¹ (étendue à 40 ans au lieu de 30 ans précédemment);
- par ailleurs, l'application de la norme IFRS 3 révisée s'est traduite par la comptabilisation en Autres produits et charges d'exploitation dans le cadre de la prise de contrôle d'Edison :
 - d'un résultat de cession de -1 090 millions d'euros lié à la quote-part anciennement détenue,
 - d'un goodwill négatif de 1 023 millions d'euros.

9.3.4 Résultat financier

| (en millions d'euros) | 2012 | 2011 retraité | Variation en valeur | Variation en % |
|---------------------------------------|----------------|------------------|------------------------|-------------------|
| Coût de l'endettement financier brut | (2 443) | (2 271) | (172) | + 7,6 |
| Effet de l'actualisation | (3 285) | (3 064) | (221) | + 7,2 |
| Autres produits et charges financiers | 2 366 | 1 555 | 811 | + 52,2 |
| RÉSULTAT FINANCIER | (3 362) | (3 780) | 418 | - 11,1 |

Le résultat financier représente une charge de 3 362 millions d'euros en 2012, en baisse de 418 millions d'euros par rapport à 2011. Cette évolution s'explique par :

- coût de l'endettement financier brut : la hausse de +7,6 % est liée à l'augmentation de la dette brute moyenne du Groupe;
- effet de l'actualisation : l'augmentation de 221 millions d'euros des charges d'actualisation s'explique principalement par la révision du

taux d'actualisation des provisions nucléaires en France, partiellement compensée par une reprise de charges d'actualisation des avances partenaire remboursées par EDF à Enel fin 2012 suite à son retrait du projet Flamanville 3 (101 millions d'euros);

- autres produits et charges financiers : la variation favorable est liée d'une part au produit financier de 629 millions d'euros correspondant à la compensation du coût de portage lié au déficit cumulé du mécanisme CSPE et d'autre part à l'optimisation de la trésorerie et des actifs liquides.

1. HTA-BT : haute tension A – basse tension.

9.3.5 Impôts sur les résultats

L'impôt sur les résultats s'élève à 1 586 millions d'euros correspondant à un taux effectif d'impôt de 32,5 % en 2012. Ce taux effectif d'impôt s'établissait à 28,6 % en 2011.

La hausse du taux effectif d'impôt entre 2012 et 2011 s'explique principalement par l'impact des nouvelles lois de finances en France et par l'effet favorable (sans équivalent en 2012) lié à la faible fiscalisation du résultat de cession de la participation du Groupe dans EnBW en 2011.

9.3.6 Quote-part de résultat des entreprises associées

Le Groupe enregistre un produit de 260 millions d'euros en 2012, contre un produit de 51 millions d'euros en 2011. Cette augmentation s'explique essentiellement par la croissance du résultat de RTE par rapport à 2011, ainsi que par la comptabilisation d'une perte de valeur sur Alpiq inférieure en 2012 à celle comptabilisée en 2011.

9.3.7 Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle

Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle s'élève à 241 millions d'euros en 2012, stable par rapport à 2011.

9.3.8 Résultat net part du Groupe

Le résultat net part du Groupe s'élève à 3 316 millions d'euros en 2012, en hausse de 168 millions d'euros par rapport à 2011, soit +5,3 %.

9.3.9 Résultat net courant

Le résultat net courant¹ s'établit à 4 216 millions d'euros en 2012, en augmentation de 609 millions d'euros, soit 16,9 % par rapport à 2011.

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.

Les éléments non récurrents et variation nette de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading nets d'impôts en 2012 s'élèvent à -900 millions d'euros; ils se composent principalement de :

- -856 millions d'euros de pertes de valeur et révisions de provisions (notamment nucléaires);
- -44 millions d'euros de variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading.

Les éléments non récurrents et variation nette de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading nets d'impôts étaient de -459 millions d'euros en 2011 et incluaient notamment des pertes de valeur et la plus-value de cession EnBW.

9.4 Flux de trésorerie et endettement financier net

9.4.1 Flux de trésorerie

| (en millions d'euros) | 2012 | 2011 retraité | Variation en valeur | Variation en % |
|--|--------------|------------------|------------------------|-------------------|
| Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation | 9 924 | 8 497 | 1 427 | + 16,8 |
| Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement | (14 410) | (6 791) | (7 619) | + 112,2 |
| Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement | 4 657 | (1 591) | 6 248 | n.a. |
| VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET DES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE | 171 | 115 | 56 | + 48,7 |
| Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture | 5 743 | 5 567 | 176 | + 3,2 |
| Incidence des variations de change | (44) | 54 | (98) | n.a. |
| Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie | 38 | 44 | (6) | -13,6 |
| Incidence des autres reclassements | (34) | (37) | 3 | -8,1 |
| TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE | 5 874 | 5 743 | 131 | + 2,3 |

n.a. = non applicable.

9.4.1.1 Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation

| (en millions d'euros) | 2012 | 2011 retraité | Variation en valeur | Variation en % |
|---|---------------|------------------|------------------------|-------------------|
| Résultat avant impôt des sociétés intégrées | 4 883 | 4 672 | 211 | + 4,5 |
| Pertes de valeur (reprises) | 752 | 640 | 112 | + 17,5 |
| Amortissements, provisions et variations de juste valeur | 9 197 | 7 210 | 1 987 | + 27,6 |
| Produits et charges financiers | 944 | 1 117 | (173) | -15,5 |
| Dividendes reçus des entreprises associées | 201 | 334 | (133) | -39,8 |
| Plus ou moins-values de cession | (443) | (737) | 294 | -39,9 |
| Variation du besoin en fonds de roulement | (2 390) | (1 785) | (605) | + 33,9 |
| Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation | 13 144 | 11 451 | 1 693 | + 14,8 |
| Frais financiers nets décaissés | (1 634) | (1 623) | (11) | + 0,7 |
| Impôts sur le résultat payés | (1 586) | (1 331) | (255) | + 19,2 |
| FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION | 9 924 | 8 497 | 1 427 | + 16,8 |

Les flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation en 2012 s'élèvent à 9 924 millions d'euros, en augmentation de 1 427 millions d'euros par rapport à l'exercice 2011.

Cette variation traduit d'abord une hausse de 1 693 millions d'euros des flux de trésorerie nets générés par l'exploitation, qui provient:

- essentiellement du résultat avant impôt des sociétés intégrées corrigé des pertes (reprises) de valeur et des amortissements, provisions et variations de juste valeur, dont le total s'élève à 14 832 millions d'euros en 2012 contre 12 522 millions d'euros en 2011, soit une augmentation de 2 310 millions d'euros par rapport à 2011;

- dans une moindre mesure de l'effet des plus-values de cession 2012 inférieures à celles de 2011, qui comprenaient notamment celle d'EnBW;
- Ces effets sont partiellement compensés par la diminution des dividendes reçus des entreprises associées (-133 millions d'euros) et par l'accroissement du besoin en fonds de roulement (-605 millions d'euros) lié notamment à la hausse de la créance CSPE.

La variation des flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation reflète également la hausse de l'impôt payé sur le résultat (-255 millions d'euros), surtout localisée en France, qui intègre l'augmentation du résultat de l'intégration fiscale et l'impact des nouvelles lois de finance.

9.4.1.2 Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement

Les décaissements de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement se sont élevés à 14 410 millions d'euros en 2012, à comparer à 6 791 millions d'euros en 2011.

| (en millions d'euros) | 2012 | 2011 retraité | Variation en valeur | Variation en % |
|--|-----------------|------------------|------------------------|-------------------|
| Investissements incorporels et corporels | (13 386) | (11 134) | (2 252) | + 20,2 |
| Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles | 748 | 497 | 251 | + 50,5 |
| Investissements non financiers nets⁽¹⁾ | (12 638) | (10 637) | (2 001) | + 18,8 |
| Investissements en titres de participation sous déduction de la trésorerie acquise/cédée | 20 | 3 624 | (3 604) | - 99,4 |
| Variations d'actifs financiers | (1 792) | 222 | (2 014) | n.a. |
| FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT | (14 410) | (6 791) | (7 619) | + 112,2 |

n.a. = non applicable.

(1) Dans le cadre du contrôle de ses investissements industriels, le Groupe utilise l'indicateur d'investissements non financiers nets (« Investissements incorporels et corporels » nets des « Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles ») afin de suivre l'évolution au titre des immobilisations corporelles et incorporelles.

Investissements incorporels et corporels (investissements opérationnels)

Les investissements opérationnels s'élevaient à 13 386 millions d'euros en 2012, en augmentation de 2 252 millions d'euros (+20,2%) par rapport à 2011.

Les investissements opérationnels du Groupe ont évolué comme suit :

| (en millions d'euros) | 2012 | 2011 retraité | Variation en valeur | Variation en % |
|--------------------------------------|---------------|------------------|------------------------|-------------------|
| Activités non régulées | 4 383 | 3 896 | 487 | + 12,5 |
| Activités réseaux | 3 073 | 2 754 | 319 | + 11,6 |
| Activités insulaires | 779 | 728 | 51 | + 7,0 |
| France | 8 235 | 7 378 | 857 | + 11,6 |
| Royaume-Uni | 1 643 | 1 179 | 464 | + 39,4 |
| Italie | 438 | 318 | 120 | + 37,7 |
| Autre International | 490 | 436 | 54 | + 12,4 |
| International | 2 571 | 1 933 | 638 | + 33,0 |
| Autres activités | 2 580 | 1 823 | 757 | + 41,5 |
| INVESTISSEMENTS OPÉRATIONNELS | 13 386 | 11 134 | 2 252 | + 20,2 |

L'augmentation des investissements opérationnels en **France** est de 857 millions d'euros, soit +11,6%. Concernant les activités non régulées, l'augmentation se concentre sur la maintenance nucléaire (570 millions d'euros), principalement sur les opérations de maintien du patrimoine. En effet, les dépenses engagées pour améliorer les performances des tranches nucléaires ont conduit sur l'exercice à une augmentation des montants immobilisés. Par ailleurs, le renforcement du schéma de gestion a permis une amélioration du suivi des dépenses de maintenance courante et des contrôles planifiés réalisés à intervalles réguliers. Ces contrôles relèvent de la qualification d'inspections majeures et sont immobilisés.

Sur les activités de réseaux, cette évolution s'explique essentiellement par les investissements d'ERDF sur les raccordements des clients (125 millions d'euros) et sur la qualité de la desserte (106 millions d'euros). S'agissant des activités insulaires, la hausse s'explique par des investissements dans de nouvelles capacités de production, en cours de réalisation en Haute Corse et en Guadeloupe (Pointe Jarry).

Au **Royaume-Uni**, les investissements opérationnels sont en hausse de 464 millions d'euros, soit + 39,4%. Cette variation s'explique notamment

par l'augmentation des investissements liés au développement du Nouveau Nucléaire et des énergies renouvelables.

En **Italie**, la hausse de 120 millions d'euros des investissements opérationnels (+37,7%) est principalement localisée chez Edison et correspond essentiellement à un effet périmètre suite à la prise de contrôle d'Edison ayant eu lieu en mai 2012. Hors effet périmètre (de l'ordre de 192 millions d'euros), les investissements opérationnels d'Edison ont diminué de 77 millions d'euros, en lien avec une nette diminution des investissements dans les activités électriques (-89 millions d'euros).

Sur la zone **Autre International**, les investissements opérationnels sont en hausse de 54 millions d'euros en 2012 par rapport à 2011, principalement en Pologne.

Les investissements opérationnels des **Autres activités** sont en hausse de 757 millions d'euros, soit 41,5%. Cette variation s'explique principalement par l'augmentation des investissements d'EDF Énergies Nouvelles (714 millions d'euros), qui lui permettent d'accroître la taille de son parc de production afin d'en revendre par la suite une partie sous la forme d'actifs structurés.

Investissements en titres de participation sous déduction de la trésorerie acquise/cédée

En 2012, les acquisitions/cessions comprennent principalement l'encaissement du produit de cession de la centrale d'Eggborough au Royaume-Uni et le montant de l'acquisition d'Enerest.

En 2011, les acquisitions/cessions intégraient principalement le produit de cession d'EnBW pour 3 762 millions d'euros.

Variation d'actifs financiers

En 2012, la variation des actifs financiers est de -1 792 millions d'euros, pour 222 millions d'euros en 2011. La variation de l'exercice 2012 est principalement liée à EDF et s'explique par des acquisitions d'actifs liquides pour 1 224 millions d'euros et des dotations de trésorerie aux actifs dédiés pour 737 millions d'euros.

9.4.1.3 Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement

| (en millions d'euros) | 2012 | 2011 retraité | Variation en valeur | Variation en % |
|---|----------------|------------------|------------------------|-------------------|
| Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle | (1 038) | (1 324) | 286 | - 21,6 |
| Dividendes versés par EDF | (2 125) | (2 122) | (3) | + 0,1 |
| Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle | (230) | (261) | 31 | - 11,9 |
| Achats/ventes d'actions propres | (15) | (14) | (1) | + 7,1 |
| Flux de trésorerie avec les actionnaires | (3 408) | (3 721) | 313 | - 8,4 |
| Emissions d'emprunts | 12 431 | 5 846 | 6 585 | + 112,6 |
| Remboursements d'emprunts | (4 869) | (4 071) | (798) | + 19,6 |
| Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concessions | 190 | 194 | (4) | - 2,1 |
| Subventions d'investissement reçues | 313 | 161 | 152 | + 94,4 |
| Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement | 8 065 | 2 130 | 5 935 | n.a. |
| FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT | 4 657 | (1 591) | 6 248 | n.a. |

n.a. = non applicable.

En 2012, les opérations de financement se traduisent par un encaissement net de 4 657 millions d'euros en augmentation de 6 248 millions d'euros par rapport à 2011. Cette variation traduit principalement :

- une diminution des transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle qui correspondent en 2012 à l'acquisition d'intérêts complémentaires dans le groupe Edison pour 869 millions d'euros et dans ERSA suite à l'acquisition par EDF de la participation d'EnBW dans cette filiale polonaise pour 252 millions d'euros ;
- une stabilité des dividendes versés en numéraire par EDF SA en 2012 par rapport à 2011 ;
- des émissions nettes d'emprunts en augmentation de 5 787 millions d'euros qui reflètent l'émission de plusieurs emprunts obligataires, dans un contexte d'accroissement des investissements opérationnels et de prise de contrôle d'Edison. Ces émissions ont permis de réduire le coût moyen de la dette brute du Groupe.

9.4.2. Endettement financier net

L'endettement financier net correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides. Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité. La définition de l'endettement financier net a été revue en 2012 et prend désormais en compte les prêts du Groupe à RTE et aux sociétés en contrôle conjoint.

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

| (en millions d'euros) | 2012 | 2011 retraité ⁽⁴⁾ | Variation en valeur | Variation en % |
|---|----------------|---------------------------------|------------------------|-------------------|
| Excédent brut d'exploitation | 16 084 | 14 939 | 1 145 | + 7,7 |
| Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBE | (715) | (2 040) | 1 325 | |
| Frais financiers nets décaissés | (1 634) | (1 623) | (11) | |
| Impôt sur le résultat payé | (1 586) | (1 331) | (255) | |
| Autres éléments | 165 | 336 | (171) | |
| Cash flow opérationnel⁽¹⁾ | 12 314 | 10 281 | 2 033 | + 19,8 |
| Variation du besoin en fonds de roulement net | (2 390) | (1 121) | (1 269) | |
| Investissements opérationnels (Capex Bruts) nets des cessions | (12 638) | (10 637) | (2 001) | |
| Free cash flow | (2 714) | (1 477) | (1 237) | |
| Dotation actifs dédiés France | (737) | (315) | (422) | |
| Investissements financiers nets | (1 021) | 3 277 | (4 298) | |
| Dividendes versés | (2 355) | (2 383) | 28 | |
| Autres variations ⁽²⁾ | 365 | 8 | 357 | |
| (Augmentation)/diminution de l'endettement financier net, hors effet de périmètre et de change | (6 462) | (890) | (5 572) | |
| Effet de la variation du périmètre | (1 870) | 2 607 | (4 477) | |
| Effet de la variation de change | (137) | (516) | 379 | |
| Autres variations non monétaires ⁽³⁾ | 179 | (97) | 276 | |
| (Augmentation)/Diminution de l'endettement financier net | (8 290) | 1 104 | (9 394) | |
| ENDETTEMENT FINANCIER NET OUVERTURE | 33 285 | 34 389 | | |
| ENDETTEMENT FINANCIER NET CLÔTURE | 41 575 | 33 285 | | |

- (1) Le cash flow opérationnel ne constitue pas un agrégat défini par les normes IFRS comme élément de mesure de la performance financière et ne peut pas être comparable aux indicateurs ainsi dénommés par d'autres entreprises. Cet indicateur, appelé également Funds from operations (FFO), est égal aux flux de trésorerie nets générés par l'exploitation hors variation du besoin en fonds de roulement corrigés, le cas échéant, d'effets non récurrents et diminués des frais financiers nets décaissés et de l'impôt sur le résultat payé.
- (2) Principalement augmentations de capital souscrites par des minoritaires, variation des intérêts courus sur la dette, participations reçues sur biens en concession, subventions d'investissements et soulte libératoire versée à AREVA pour le démantèlement de La Hague (dernier versement effectué en juin 2011 pour 664 millions d'euros hors taxes).
- (3) Correspondent principalement aux variations de justes valeurs et aux reclassements comptables impactant l'endettement financier net.
- (4) Données 2011 retraitées de l'impact lié au changement de méthode de comptabilisation des écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel postérieurs à l'emploi ; les lignes « EBE » et « Neutralisation des éléments non monétaires dans l'EBE » sont retraitées d'un montant de +115 et -115 millions d'euros respectivement.

L'endettement financier net du Groupe s'établit à 41 575 millions d'euros au 31 décembre 2012. Il était de 33 285 millions d'euros au 31 décembre 2011 et augmente donc de 8 290 millions d'euros sur l'année 2012.

Le Groupe a dégagé un free cash flow de -2 714 millions d'euros. Celui-ci intègre les investissements opérationnels nets de cessions de -12 638 millions d'euros financés par le cash flow opérationnel à hauteur de 12 314 millions d'euros et une variation de BFR de -2 390 millions d'euros.

La dotation 2012 aux actifs dédiés, qui s'élève à 737 millions d'euros, est en hausse de 422 millions d'euros par rapport à 2011, ce qui s'explique par la suspension ponctuelle des dotations de septembre 2011 à décembre 2011 autorisée par le Conseil d'administration en raison des conditions de marché. Par ailleurs les dotations ont repris au début de l'année 2012 à un rythme plus soutenu pour tenir compte de la moindre valorisation du portefeuille d'actifs intégré à fin 2011.

En 2012, les investissements financiers nets (hors dotations aux actifs dédiés) s'élèvent à 1 021 millions d'euros, ce qui correspond principalement aux opérations suivantes :

- la prise de contrôle d'Edison pour -969 millions d'euros ;

- le rachat des titres ERSA et Kogeneracja détenus par EnBW pour -301 millions d'euros ;
- la cession pour +361 millions d'euros de la totalité des titres Exelon ;
- l'encaissement du prix de cession de la centrale thermique à charbon d'Eggborough pour +261 millions d'euros ;
- la prise de contrôle d'Enerest par Electricité de Strasbourg pour -139 millions d'euros.

Les dividendes versés en numéraire (2 355 millions d'euros) comprennent le solde du dividende 2011 pour 1 072 millions d'euros, l'acompte sur 2012 pour 1 053 millions d'euros et les dividendes versés par les filiales du Groupe à leurs actionnaires minoritaires (230 millions d'euros), principalement Centrica au Royaume-Uni (117 millions d'euros).

En 2012, l'effet périmètre reflète principalement l'impact des opérations Edison (-2 290 millions d'euros) ainsi que l'effet de la sortie de la dette de sociétés cédées par EDF Energies Nouvelles dans le cadre de son activité DVAS.

L'effet change (essentiellement l'appréciation de la livre sterling et la dépréciation du dollar américain par rapport à l'euro¹) a un impact globalement défavorable de -137 millions d'euros sur l'endettement financier net du Groupe.

1. Dépréciation de 1,9% du dollar américain face à l'euro : 31 décembre 2011 0,7729 €/€\$; 31 décembre 2012 0,7579 €/€\$. Appréciation de 2,4% de la livre sterling face à l'euro : 31 décembre 2011 1,1972 €/£ ; 31 décembre 2012 1,2253 €/£.

9.5 Gestion et contrôle des risques marchés

9.5.1 Gestion et contrôle des risques financiers

La présente section expose la politique et les principes en matière de gestion des risques financiers du Groupe définis dans le Cadre 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 (c'est-à-dire hors RTE et 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).

Le développement international du Groupe a conduit à la mise en place, début 2002, d'une structure dédiée – le Département Contrôle des Risques Financiers et Investissements (DCRFI) – en charge de la maîtrise des risques financiers au niveau du Groupe par le contrôle de la bonne application des principes du Cadre de gestion financière. Cette structure 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 RTE et ERDF) ainsi qu'un contrôle de premier niveau des activités de financement de la tête du Groupe, incluant notamment la Salle des marchés.

Le DCRFI 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.

9.5.1.1 Position de liquidité et gestion du risque de liquidité

9.5.1.1.1 Position de liquidité

Au 31 décembre 2012, les liquidités du Groupe, composées des actifs liquides, de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, s'élèvent à 16 163 millions d'euros et les lignes de crédit disponibles s'établissent à 8 598 millions d'euros.

Sur l'année 2013, les flux prévisionnels de remboursement et d'intérêts de la dette du Groupe au 31 décembre 2012 s'élèveront à 15 139 millions d'euros, dont 5 989 millions d'euros au titre d'emprunts obligataires.

Au 31 décembre 2012, aucune société du Groupe n'a fait l'objet d'un défaut de paiement au titre de ses emprunts.

9.5.1.1.2 Gestion du risque de liquidité

Dans le cadre de la gestion de sa position de liquidité, du financement de son programme d'investissements opérationnels et de croissance externe et du renforcement de sa dette à long terme, le Groupe a, notamment, procédé au cours de l'année 2012 à l'émission d'emprunts obligataires dont les caractéristiques sont présentées dans la note 38.2.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2012 « Variations des emprunts et dettes financières ». Les emprunts obligataires ont été émis soit au travers de programmes EMTN (*Euro Medium Term Note Program*), soit en *stand alone* pour un montant global de 5 204 millions d'euros et de 750 millions de livres sterling.

La maturité moyenne de la dette brute du Groupe au 31 décembre 2012 a été portée à 8,5 ans contre 9,2 ans au 31 décembre 2011, celle d'EDF SA à 9,6 ans contre 10,4 ans au 31 décembre 2011.

Au 31 décembre 2012, 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 2012):

| (en millions d'euros) | Dettes | Instruments de couverture ⁽¹⁾ | | Garanties données sur emprunts |
|-----------------------------|---------------|--|-----------------|--------------------------------|
| | | Swaps de taux | Swaps de change | |
| 2013 | 15 139 | (145) | 64 | 11 |
| Entre 2014 et 2017 | 20 449 | (609) | 109 | 40 |
| 2018 et au-delà | 50 572 | (1 748) | (49) | 167 |
| TOTAL | 86 160 | (2 501) | 124 | 218 |
| Dont remboursement de dette | 58 592 | | | |
| Dont charges d'intérêt | 27 568 | | | |

(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. À ce titre, la filiale Edison contribue désormais au *cash pooling* du Groupe ;
- 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, la filiale d'investissement EDF Investissements Groupe (EDF IG), créée en partenariat avec la banque Natixis Belgique Investissements, assure le financement à moyen et long termes des activités du Groupe situées hors de France. Ces financements sont mis en place de manière autonome par EDF IG qui définit 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 de dollars américains pour les Euro CP. Au 31 décembre 2012, les encours d'émissions de billets de trésorerie du Groupe sont de 1 620 millions d'euros et de 4 493 millions de dollars US CP. Il n'y a eu aucune émission d'Euro CP. EDF a accès aux principaux marchés de capitaux du monde, à savoir les marchés Euros via son programme EMTN (plafond actuel à 20 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 date croissante d'échéance, les emprunts du Groupe dont la valeur est supérieure à 750 millions d'euros ou équivalents euros dans les comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2012 :

| Entité | Date d'émission ⁽¹⁾ | Échéance | Nominal à l'émission (en millions de devises) | Devise | Taux |
|--------|--------------------------------|----------|--|--------|-------|
| EDF | 11/2008 | 01/2013 | 2 000 | EUR | 5,6 % |
| EDF | 12/2008 | 12/2013 | 1 350 | CHF | 3,4 % |
| EDF | 01/2009 | 01/2014 | 1 250 | USD | 5,5 % |
| EDF | 07/2009 | 07/2014 | 3 269 | EUR | 4,5 % |
| EDF | 01/2009 | 01/2015 | 2 000 | EUR | 5,1 % |
| EDF | 10/2001 | 10/2016 | 1 100 | EUR | 5,5 % |
| EDF | 02/2008 | 02/2018 | 1 500 | EUR | 5,0 % |
| EDF | 01/2009 | 01/2019 | 2 000 | USD | 6,5 % |
| EDF | 01/2010 | 01/2020 | 1 400 | USD | 4,6 % |
| EDF | 05/2008 | 05/2020 | 1 200 | EUR | 5,4 % |
| EDF | 01/2009 | 01/2021 | 2 000 | EUR | 6,3 % |
| EDF | 01/2012 | 01/2022 | 2 000 | EUR | 3,9 % |
| EDF | 09/2012 | 03/2023 | 2 000 | EUR | 2,8 % |
| EDF | 09/2009 | 09/2024 | 2 500 | EUR | 4,6 % |
| EDF | 11/2010 | 11/2025 | 750 | EUR | 4,0 % |
| EDF | 03/2012 | 03/2027 | 1 000 | EUR | 4,1 % |
| EDF | 04/2010 | 04/2030 | 1 500 | EUR | 4,6 % |
| EDF | 07/2001 | 07/2031 | 650 | GBP | 5,9 % |
| EDF | 02/2003 | 02/2033 | 850 | EUR | 5,6 % |
| EDF | 06/2009 | 06/2034 | 1 500 | GBP | 6,1 % |
| EDF | 01/2009 | 01/2039 | 1 750 | USD | 7,0 % |
| EDF | 11/2010 | 11/2040 | 750 | EUR | 4,5 % |
| EDF | 10/2011 | 10/2041 | 1 250 | GBP | 5,5 % |
| EDF | 09/2010 | 09/2050 | 1 000 | GBP | 5,1 % |

(1) Date de réception des fonds.

Enfin, au 31 décembre 2012, EDF SA et Edison disposent de lignes de crédit pouvant être sollicitées en cas de difficultés de liquidités, et dont les caractéristiques sont les suivantes :

- EDF SA dispose d'un montant global de 7 950 millions d'euros de lignes disponibles (crédits syndiqués et lignes bilatérales). Les lignes de crédit représentent 3 950 millions d'euros de disponible dont les maturités s'échelonnent entre janvier 2015 et juin 2017 ; les crédits syndiqués représentent 4 000 millions d'euros pour des échéances allant de novembre 2015 à novembre 2017. Le niveau de ces disponibilités est très régulièrement revu pour assurer au Groupe un niveau suffisant de lignes de secours. Au 31 décembre 2012, les crédits syndiqués n'ont fait l'objet d'aucun tirage.

Une ligne de crédit de 500 millions d'euros vis-à-vis de la Banque européenne d'investissement s'ajoute à ces dernières. Elle a fait l'objet d'un tirage total au 31 décembre 2012 (100 millions d'euros tirés en 2010, 350 millions en 2011 et 50 millions d'euros en 2012) ;

- Edison dispose d'un crédit syndiqué de 1 500 millions d'euros (d'échéance le 14 avril 2013) qui a fait l'objet d'un tirage de 1 150 millions d'euros à fin décembre 2012. Le « Club deal » de 700 millions d'euros disponible précédemment a expiré fin 2012.

9.5.1.2 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 2012 :

| Société | Agence | Notation Long terme | Notation Court terme |
|-------------|-------------------|---|----------------------|
| EDF | Standard & Poor's | A+ assortie d'une perspective stable | A-1 |
| | Moody's | Aa3 sous surveillance négative ⁽¹⁾ | P-1 |
| | Fitch Ratings | A+ assortie d'une perspective stable | F1 |
| RTE | Standard & Poor's | A+ assortie d'une perspective stable | A-1 |
| EDF Trading | Moody's | A3 sous surveillance négative ⁽²⁾ | n.a. |
| EDF Energy | Standard & Poor's | A assortie d'une perspective négative | A-1 |
| | Moody's | A3 assortie d'une perspective négative ⁽³⁾ | P-2 |
| | Fitch Ratings | n.a. | n.a. |
| Edison SpA | Standard & Poor's | BBB avec perspective positive ⁽⁴⁾ | A-2 |
| | Moody's | Baa3 sous surveillance négative | n.a. |
| | Fitch Ratings | BB avec perspective positive ⁽⁵⁾ | B |

n.a = non applicable

(1) Moody's a abaissé la perspective d'EDF de stable à négative le 5 décembre 2012 après la décision du Conseil d'État d'annuler l'arrêté de 2009 sur les tarifs de l'électricité. La perspective négative prend également en compte l'augmentation de la dette du Groupe ainsi que les incertitudes sur la rentabilité pour l'exercice 2013.

(2) L'abaissement de la notation par Moody's a été faite le 5 décembre 2012 en lien avec celui du groupe EDF.

(3) L'abaissement de la notation par Moody's a été faite le 5 décembre 2012 en lien avec celui du groupe EDF.

(4) S&P a relevé le 20 décembre 2012 la note d'Edison de BB+ à BBB suite à la prise de contrôle d'Edison par EDF, la renégociation de contrats gaziers et la cession d'une participation dans Edipower qui ont amélioré la trésorerie et les ratios de crédit d'Edison.

(5) Fitch a relevé le 13 août 2012 la note d'Edison de BB- à BB suite à la prise de contrôle du groupe Edison par EDF.

9.5.1.3 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 73% et 92%. 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 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 2012 par devise et après couverture, se décompose comme indiqué dans le tableau ci-après :

Structure de la dette brute au 31 décembre 2012, par devise avant et après couverture

| 31 décembre 2012 (en millions d'euros) | Structure initiale de la dette | Incidence des instruments de couverture ⁽¹⁾ | Structure de la dette après couverture | % de la dette |
|---|-----------------------------------|---|---|------------------|
| EUR | 35 709 | 1 485 | 37 194 | 62 % |
| USD | 11 621 | (6 240) | 5 381 | 9 % |
| GBP | 7 927 | 5 773 | 13 700 | 23 % |
| Autres devises | 4 675 | (1 018) | 3 657 | 6 % |
| TOTAL DES EMPRUNTS | 59 932 | - | 59 932 | 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 défavorable des taux de change sur la dette brute du Groupe au 31 décembre 2012.

Sensibilité de la dette brute du Groupe au risque de change

| 31 décembre 2012 (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 |
|---|--|---|--|
| EUR | 37 194 | - | 37 194 |
| USD | 5 381 | 538 | 5 919 |
| GBP | 13 700 | 1 370 | 15 070 |
| Autres devises | 3 657 | 366 | 4 023 |
| TOTAL DES EMPRUNTS | 59 932 | 2 274 | 62 206 |

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 investissements nets (hors exploitation) en devises des principales filiales du Groupe au 31 décembre 2012.

Position des actifs nets

| 31 décembre 2012 (en millions de devises) | Actif | Emprunts obligataires | Dérivés | US CP | Position nette après gestion (Actif) |
|--|---------|--------------------------|---------|-------|---|
| USD | 5 186 | 4 000 | 756 | - | 430 |
| CHF (Suisse) | 1 779 | 1 306 | | | 473 |
| HUF (Hongrie) | 130 053 | | 95 295 | | 34 758 |
| PLN (Pologne) | 3 517 | | 2 648 | | 869 |
| GBP (Royaume-Uni) | 14 139 | 6 035 | 4 915 | | 3 189 |
| BRL (Brésil) | 626 | | | | 626 |
| CNY (Chine) | 5 870 | | | | 5 870 |

Les actifs indiqués ci-dessus sont les actifs nets des filiales étrangères du Groupe en devises au 30 septembre 2012, 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 au 31 décembre 2012. Les couvertures indiquées ci-dessus sont les emprunts obligataires, dérivés et émissions de *commercial paper* en devises existantes au 31 décembre 2012.

Le tableau ci-après présente le risque de perte de change, en capitaux propres, sur la position nette globale liée aux investissements nets (hors exploitation) en devises des principales filiales du Groupe au 31 décembre 2012. 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 situations nettes sont converties aux taux de clôture et les impacts sont indiqués en valeur absolue.

Sensibilité des actifs nets au risque de change

| | Au 31 décembre 2012 | | | Au 31 décembre 2011 | | |
|---------------------------------|--|---|--|--|---|--|
| | Position nette après gestion en devise | Position nette après gestion convertie en euros | Impact, en capitaux propres, d'une variation de 10% du cours de change | Position nette après gestion en devise | Position nette après gestion convertie en euros | Impact, en capitaux propres, d'une variation de 10% du cours de change |
| <i>(en millions de devises)</i> | | | | | | |
| USD | 430 | 326 | 32 | 548 | 424 | 42 |
| CHF (Suisse) | 473 | 392 | 39 | 495 | 407 | 40 |
| HUF (Hongrie) | 34 758 | 119 | 12 | 33 659 | 107 | 12 |
| PLN (Pologne) | 869 | 213 | 21 | 767 | 172 | 17 |
| GBP (Grande-Bretagne) | 3 189 | 3 908 | 391 | 2 853 | 3 416 | 341 |
| BRL (Brésil) | 626 | 232 | 23 | 692 | 286 | 29 |
| CNY (Chine) | 5 870 | 714 | 71 | 5 790 | 710 | 71 |

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 9.5.1.6 « 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 2012.

9.5.1.4 Gestion du risque de taux d'intérêt

L'exposition des positions de trésorerie du Groupe aux variations de taux d'intérêt recouvre deux types de risques : un risque d'évolution de la valeur des actifs et passifs financiers à taux fixe et un risque d'évolution des flux liés aux actifs et passifs financiers à taux variable.

Afin de limiter son exposition au risque de taux, le Groupe (hors sociétés non contrôlées opérationnellement) fixe, dans le cadre de sa politique générale, des principes avec pour objectif de limiter le risque de variation de la valeur des actifs placés ou l'augmentation possible des charges

financières. Dans ce cadre, une partie de la dette est variabilisée et la répartition de l'exposition entre taux fixe et taux variable fait l'objet d'un suivi qui prend en compte des critères de gestion actif/passif et des anticipations d'évolution de taux d'intérêt. Dans le cadre de cette répartition, le Groupe peut être amené à utiliser des instruments dérivés de taux dans une optique de couverture.

Au 31 décembre 2012, la dette du Groupe après instruments de couverture se répartit en 79,2 % à taux fixe et 20,8 % à taux variable.

Une augmentation annuelle uniforme des taux d'intérêt de 1 % entraînerait une augmentation des charges financières d'environ 125 millions d'euros sur la base de la dette brute à taux variable à fin 2012 après couverture.

Le coût moyen de la dette Groupe (taux d'intérêt pondéré des encours) s'établit à 3,7 % en 2012.

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 2012. L'impact de variation des taux d'intérêt reste stable par rapport à 2011.

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

| 31 décembre 2012 <i>(en millions d'euros)</i> | Structure initiale de la dette | Incidences des instruments de couverture | Structure de la dette après couverture | Impact, en résultat, d'une variation de 1 % des taux d'intérêt |
|--|--------------------------------|--|--|--|
| À taux fixe | 52 306 | (4 844) | 47 462 | - |
| À taux variable | 7 626 | 4 844 | 12 470 | 125 |
| TOTAL DES EMPRUNTS | 59 932 | - | 59 932 | 125 |

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 2012 <i>(en millions d'euros)</i> | Valeur | Impact, en résultat, d'une variation de 1 % des taux d'intérêt | Valeur après variation de 1 % des taux d'intérêt |
|--|--------------|--|--|
| TITRES À TAUX VARIABLE | 1 633 | (16) | 1 617 |

9.5.1.5 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 9.5.1.6 « 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 % en actions fin 2012, soit un montant actions de 2,4 milliards d'euros.

Au 31 décembre 2012, 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 35,6 % en actions, ce qui représente un montant actions de 286 millions de livres sterling.

Au 31 décembre 2012, les fonds de British Energy sont investis à hauteur de 32,4 % en actions, soit un montant actions de 1 260 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 maintient sa stratégie d'allègement des placements corrélés actions. Au 31 décembre 2012, ces placements représentent un montant résiduel d'environ 3 millions d'euros.

Titres de participation directe

Au 31 décembre 2012, la participation d'EDF dans Veolia Environnement s'élève à 202 millions d'euros. La volatilité est estimée à 37,3 % (volatilité annualisée des rendements mensuels observés durant trois ans).

Au 31 décembre 2012, la participation d'EDF dans AREVA s'élève à 110 millions d'euros. La volatilité est estimée à 37,6 % (volatilité annualisée des rendements mensuels observés sur trois ans).

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

Les actifs dédiés ont progressivement été constitués par EDF depuis 1999 en vue de couvrir les dépenses futures de démantèlement des centrales nucléaires ainsi que le stockage et la gestion à long terme des déchets radioactifs.

La gestion du portefeuille d'actifs dédiés – dont les principes ont été redéfinis par la loi n° 2006-739 du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs – 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 lors de la mise à jour de son règlement intérieur le 25 janvier 2007 et anticipant ainsi les dispositions de l'article 9 du décret du 23 février 2007.

Un **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.

Les **actifs dédiés** ont bénéficié au titre de l'exercice 2012 de 737 millions d'euros de dotations de trésorerie, contre 315 millions d'euros en 2011 (voir note 48 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2012).

Les **décassements** liés aux dépenses de démantèlement engagées en 2012 ont été financés sur le portefeuille des actifs dédiés à hauteur de 350 millions d'euros, contre 378 millions d'euros en 2011.

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-modèle le plus adapté à la problématique de financement des charges du parc nucléaire. Un indice de référence est également fixé pour le suivi de la performance et le contrôle du risque en ce qui concerne le portefeuille financier (hors RTE et actifs réels). L'allocation stratégique est revue tous les trois ans, sauf circonstances particulières. En 2012, elle se décompose comme suit : 50 % des titres RTE, complétés par un portefeuille financier composé pour moitié en actions internationales et pour moitié en obligations.

Le portefeuille financier comporte à titre principal deux sous-portefeuilles « actions » et « taux » qui sont eux-mêmes décomposés en « classes d'actifs secondaires » ou « poches » correspondant à des marchés spécifiques. Un troisième sous-portefeuille « trésorerie » sert à préparer et alimenter les décaissements issus d'utilisations de provisions relatives aux centrales en cours de déconstruction et peut être renforcé de manière tactique notamment par prudence en cas de crise sur les marchés.

La **gestion tactique** des actifs est assurée autour de quatre axes principaux :

- le pilotage de l'exposition entre les sous-portefeuilles « actions », « obligations » et « trésorerie » ;
- au sein de chaque sous-portefeuille, la répartition par « poche » ;
- 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 supra-nationaux, obligations foncières et *covered bonds*, obligations d'entreprises),
 - par émetteur et par maturité.

La politique de répartition élaborée par le Comité de gestion opérationnelle¹ repose sur l'analyse des perspectives économiques et financières de chacun des marchés et zones géographiques ainsi que sur l'étude des niveaux de valorisation des différents marchés ou segments de marchés.

Composition et performance du portefeuille des actifs dédiés d'EDF

Fin décembre 2012, la valeur globale du portefeuille s'élève à 17 626 millions d'euros, contre 15 601 millions d'euros à fin décembre 2011 (pro-forma sur la valorisation des titres RTE après changement de méthode de comptabilisation des écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel).

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

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

| Catégories (en millions d'euros) | 31 décembre 2012 | | 31 décembre 2011 | |
|---|---------------------------------------|-----------------------|------------------------|-----------------------|
| | Valeur nette comptable ⁽¹⁾ | Valeur de réalisation | Valeur nette comptable | Valeur de réalisation |
| 1° Obligations, créances et autres valeurs émises ou garanties par l'un des États membres de la Communauté européenne ou de l'OCDE | 4 205 | 4 564 | 4 168 | 4 448 |
| 2° Obligations, BMTN... émis par le secteur privé | 550 | 642 | 1 099 | 1 155 |
| 3° Actions, parts ou titres donnant accès au capital de sociétés ayant leur siège social sur le territoire de l'un des États membres de la Communauté européenne ou de l'OCDE et négociés sur un marché reconnu | 60 | 60 | 65 | 65 |
| 4° Parts ou actions d'OPCVM investissant dans les actifs mentionnés du 1° au 3° | 8 051 | 8 761 | 6 541 | 6 865 |
| 5° Parts ou actions d'OPCVM investissant notamment dans des actifs autres que ceux mentionnés aux 1° à 3° | 998 | 1 191 | 658 | 777 |
| 6° Droits réels immobiliers – parts ou actions de sociétés immobilières non cotées | Néant | Néant | Néant | Néant |
| 7° Dépôt chez BNP PARIBAS SECURITIES SERVICES | 0,076 | 0,076 | 0,055 | 0,055 |
| Débiteurs et créiteurs divers (dividendes en cours d'encaissement, frais de gestion, couverture de change, etc.) | + 15 | + 15 | - 19 | - 19 |
| TOTAL PORTEFEUILLE FINANCIER | 13 879 | 15 233 | 12 514 | 13 291 |
| Titres RTE affectés | 2 015 | 2 393 | 2 015 | 2 310 |
| TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS, HORS DÉBITEURS ET CRÉDITEURS DIVERS | 15 879 | 17 611 | 14 548 | 15 620 |
| TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS | 15 893 | 17 626 | 14 529 | 15 601 |

(1) Cf. comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2012, note 19.

Composition analytique par sous-portefeuille et performance en 2012

La composition du portefeuille des actifs dédiés d'EDF au 31 décembre 2012 et 31 décembre 2011 est la suivante :

| | 31 décembre 2012 | 31 décembre 2011 |
|---------------------------|------------------|------------------|
| S/portefeuille Actions | 41,6 % | 37,1 % |
| S/portefeuille Taux | 39,4 % | 42,4 % |
| S/portefeuille Trésorerie | 5,4 % | 5,7 % |
| Titres RTE affectés | 13,6 % | 14,8 % |
| TOTAL | 100 % | 100 % |

Le tableau ci-dessous présente la performance par sous-portefeuille au 31 décembre 2012 et 31 décembre 2011 :

| | 31/12/2012 Valeur boursière ou de réalisation | Performance de l'exercice 2012 | | 31/12/2011 Valeur boursière ou de réalisation | Performance de l'exercice 2011 | |
|---|---|-----------------------------------|---------------------------------------|---|-----------------------------------|------------------------|
| | | Portefeuille | Indice de référence ⁽¹⁾ | | Portefeuille | Indice de référence |
| <i>(en millions d'euros)</i> | | | | | | |
| S/portefeuille Actions | 7 343 | + 13,8 % | + 14,4 % | 5 783 | - 7,0 % | - 4,0 % |
| S/portefeuille Taux | 6 937 | + 10,3 % | + 10,6 % | 6 615 | + 3,9 % | + 3,4 % |
| TOTAL S/PORTEFEUILLE ACTIONS ET TAUX | 14 280 | + 12,0 % | + 12,6 % | 12 398 | - 1,6 % | - 0,1 % |
| S/portefeuille Trésorerie | 953 | + 1,1 % | + 0,2 % | 893 | + 1,1 % | + 0,9 % |
| TOTAL PORTEFEUILLE FINANCIER | 15 233 | + 11,1 % | + 12,6 % | 13 291 | - 1,6 % | - 0,1 % |
| Titres RTE affectés | 2 393 | - | - | 2 310 | - | - |
| TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS | 17 626 | + 10,4 % | | 15 601 | - 0,9 % | |

(1) Indice de référence: MSCI World DN couvert en euro pour 50% pour le sous-portefeuille actions, Citigroup EGBI pour le sous-portefeuille taux, Eonia Capitalisé pour le sous-portefeuille trésorerie, 50% MSCI World DN couvert en euro pour 50% + 50% Citigroup EGBI pour le portefeuille financier.

L'année a débuté dans une situation de crise de l'euro affectant les marchés obligataires comme les marchés actions de la zone. Quand les pays européens et la Banque centrale européenne ont clairement fait état de leur détermination, si besoin en soutenant les pays en difficulté (engagement de soutien vis-à-vis des banques espagnoles et de l'État grec; annonce de l'*Outright Monetary Transaction* par la banque centrale), les marchés obligataires tendus de la zone euro ont vu de fortes améliorations de leur liquidité et de leurs prix. Dans ce contexte, la politique d'investissement a consisté à réinvestir de manière régulière au cours de l'année en actions et en obligations. Le réinvestissement sur la poche obligataire s'est fait particulièrement sur le crédit mais aussi en titres souverains italiens, les investissements dans certaines dettes souveraines (Espagne, Grèce, Irlande, Portugal) restant négligeables. Son effet a été partiellement masqué par le reclassement du sous-portefeuille obligataire au sous-portefeuille trésorerie de mandats crédit court terme proches de leur maturité. Le réinvestissement dans le sous-portefeuille actions a aussi été sensible (48,2 % du portefeuille financier fin 2012 contre 43,5 % fin 2011).

En 2012, les actifs dédiés affichent une performance de +10,4 %; celle du portefeuille financier (hors RTE) s'établit à + 11,1 %. L'écart à l'indice de référence (+12,6 %) s'explique par la prudence de gestion, matérialisée par l'importance de la poche de trésorerie et la sous-pondération action en début d'année et une diversification des actifs supérieure à celle de l'indice. La sélection de fonds a aussi été orientée, de sorte que la volatilité des sous-portefeuilles actions et obligations a été inférieure à celle de leur indice de référence. Les titres RTE jouent leur rôle de stabilisateur de la performance, dans les hausses (2012) comme dans les baisses (2011) du marché.

Dans ce contexte, les actifs dédiés ont enregistré une performance globale après impôt (impacts réserves et résultat) de + 1 101,4 millions d'euros, dont +948,1 millions d'euros sur le portefeuille financier (+1 483,7 millions d'euros avant impôt) et +153,3 millions d'euros pour les titres RTE affectés.

La composition du portefeuille financier réparti entre les fonds réservés et les autres instruments financiers est également mentionnée à la note 48 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2012.

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 2012 des actifs dédiés d'EDF s'élève à 7 343 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, l'indice MSCI World. Cette volatilité s'établissait à fin décembre 2012 à 10,2 % sur la base de 52 performances hebdomadaires, comparée à 19,1 % à fin 2011. 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 749 millions d'euros. Cette volatilité affecterait les capitaux propres du Groupe.

À fin décembre 2012, la sensibilité du sous-portefeuille taux (6 937 millions d'euros) s'établissait à 5,06, 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 351 millions, qui serait constatée dans les capitaux propres du Groupe. La sensibilité du sous-portefeuille taux, en hausse par rapport à celle observée fin 2011 (4,81), reste nettement inférieure à celle de l'indice de référence (6,43).

9.5.1.7 Gestion du risque de contrepartie/crédit

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

Le Groupe s'est doté d'une politique de gestion du risque de contrepartie appliquée à EDF et à toutes les filiales contrôlées opérationnellement. Cette politique décrit l'organisation de la gestion et du suivi du risque de contrepartie, les procédures et les circuits de remontée de l'information. La politique prévoit, notamment, la réalisation d'une consolidation mensuelle des expositions sur les activités de marchés financiers et énergies et l'élaboration d'une consolidation semestrielle globale sur l'ensemble des activités. La politique prévoit également un suivi étroit des contreparties du Groupe (point quotidien sur les alertes et prise de mesures particulières de prudence avec certaines contreparties).

Ces procédures de suivi ont montré leur robustesse depuis le début de la crise financière au cours de laquelle le Groupe est passé à un rythme plus rapproché (trimestriel) de consolidation globale de son risque de contrepartie. De plus, fin 2012, un outil de consolidation a été mis en place afin de fiabiliser le processus et de le rendre plus réactif.

Le tableau ci-dessous détaille la répartition par classe de rating des expositions consolidées du groupe EDF au risque de contrepartie à fin septembre 2012. Les principales contreparties pour les activités du Groupe sont à 83 % de classe *investment grade*. Cette valeur est en léger retrait par rapport à celle issue de la consolidation à fin septembre 2011.

| | AAA | AA | A | BBB | BB | B | CCC/C | Sans notation | Total |
|---------------|-----|------|------|------|-----|-----|-------|---------------|-------|
| au 30/09/2012 | 7 % | 23 % | 39 % | 14 % | 2 % | 1 % | 1 % | 13 % | 100 % |
| au 30/09/2011 | 9 % | 20 % | 45 % | 11 % | 2 % | 0 % | 0 % | 13 % | 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 30/09/2012 | 4 % | 38 % | 7 % | 39 % | 12 % | 100 % |
| au 30/09/2011 | 4 % | 34 % | 7 % | 40 % | 15 % | 100 % |

Les expositions des activités de trading d'énergie sont concentrées à EDF Trading. La gestion du risque de contrepartie pour cette filiale prévoit la mise en place de limites explicites par contrepartie, en fonction de sa solidité financière. Différents moyens de réduction du risque de contrepartie sont mis en œuvre au sein d'EDF Trading, notamment des accords de *netting* des positions, des accords de *cash-collateral* et la mise en place de garanties bancaires ou d'affiliés.

En ce qui concerne tout particulièrement les contreparties qui traitent avec la salle des marchés financiers d'EDF, un cadre de travail élaboré par le département CRFI spécifie les procédures d'autorisation des contreparties ainsi que la méthodologie de calcul des limites attribuées (limites qui doivent correspondre à des besoins). 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 le contexte de la crise financière en zone euro, EDF a poursuivi une politique prudente de gestion des placements de sa trésorerie (EDF SA et *cash pooling*) vis-à-vis notamment des pays comme l'Italie et l'Espagne. Seules les contreparties bancaires espagnoles ou italiennes de catégorie *investment grade* et considérées comme systémiques par le Conseil de stabilité financière (donc présentant un risque de défaut faible) sont autorisées pour des montants et des maturités restreints (échéance maximale avril 2013). EDF ne détient aucun placement direct sur de la dette souveraine de ces pays.

9.5.2 Gestion et contrôle des risques marchés énergies

9.5.2.1 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 impacter significativement ses états financiers.

En conséquence, une politique de risques « marchés énergies » (portant à la fois sur l'électricité, le gaz, le charbon, les produits pétroliers et les permis d'émission de CO₂) 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 dans lequel les différentes entités du Groupe exercent leurs activités opérationnelles (production, optimisation et commercialisation d'énergies) ainsi que l'articulation avec EDF Trading;

- consolider l'exposition des différentes entités dont EDF assure le contrôle opérationnel sur les différents marchés structurés liés à l'énergie;
- mettre en œuvre une politique de couverture coordonnée à l'échelle du Groupe.

Concernant Edison, entité dont EDF assure désormais le contrôle opérationnel, la politique de risques relative aux marchés énergies ainsi que le processus de contrôle associé seront mis en place dans le cadre du projet de son intégration au groupe EDF. CENG, dont EDF n'assure pas le contrôle opérationnel au 31 décembre 2012, applique partiellement la politique de risques relative aux marchés énergies du groupe EDF.

9.5.2.2 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 Comité exécutif du Groupe (Comex) de fixer 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);
- un processus de contrôle spécifique compte tenu de ses interactions fortes avec les décisions prises au sein des métiers de production et de commercialisation. Il 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 mensuellement au Comex. Les processus de contrôle sont régulièrement évalués et audités.

9.5.2.3 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 et pour CENG, 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 leurs états financiers. Les qualifications comptables de ces couvertures sont présentées en note 41 des comptes consolidés. 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, etc.

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. En conséquence, EDF Trading est soumis à un cadre de gouvernance et de contrôle strict, conforme aux pratiques en vigueur dans les 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 l'entité chargée du contrôle des risques marchés énergies au niveau du

Groupe. De plus, des procédures d'alerte automatique des membres du Conseil d'administration d'EDF Trading ont été mises en place en cas de dépassement de limites de risques (limite de valeur en risque) et de pertes (limite *stop-loss*). La valeur en risque (*value at risk* ou « VaR ») désigne une mesure statistique de la perte potentielle maximale de valeur de marché que peut subir un portefeuille en cas d'évolution défavorable des marchés sur une période et avec un intervalle de confiance donnés. 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 *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 2012, l'engagement d'EDF Trading sur les marchés a été encadré d'une part avec une limite de VaR de 45 millions d'euros¹ sur un jour et avec un intervalle de confiance de 97,5 % et d'autre part avec une limite *stop-loss* de 225 millions d'euros². Au cours de cette année, la VaR a oscillé entre 2,6 et 19,1 millions d'euros.

Le tableau ci-dessous présente les valeurs sur les exercices 2012 et 2011 :

| (en millions d'euros) | 2 nd semestre 2012 | 1 ^{er} semestre 2012 | 2 nd semestre 2011 | 1 ^{er} semestre 2011 |
|-----------------------------|----------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|
| Limite VaR (97,5 % un jour) | 45 | 45 | 45 | 45 |
| Limite <i>stop-loss</i> | 225 | 225 | 225 | 225 |
| VaR minimum | 2,6 | 5,9 | 4,3 | 4,7 |
| VaR moyenne | 7,1 | 10,1 | 6,9 | 10,4 |
| VaR maximum | 11,4 | 19,1 | 10,4 | 18,7 |

Dans l'année 2012, même avec la volatilité forte des marchés en février, 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, le modèle de gouvernance³ prévoit la séparation entre les activités de contrôle et de gestion du risque et les activités opérationnelles sur les marchés. D'un point de vue opérationnel, Edison calcule son exposition nette⁴ sur l'ensemble de son portefeuille d'actifs et de contrats (portefeuille industriel) à l'exclusion de 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)⁵ est ensuite déterminé à partir de cette exposition nette.

Par ailleurs, pour répondre aux obligations liées à IFRS 7, Edison mesure le risque de diminution maximum potentielle de la juste valeur des contrats financiers couvrant les risques de son portefeuille industriel, avec un PaR, calculé avec un intervalle de confiance fixé à 97,5 %. Pour l'activité de trading, qui s'appuie sur un portefeuille distinct du portefeuille industriel, Edison définit une limite de VaR à 95 % sur un jour. À l'instar de son portefeuille industriel, Edison alloue un capital économique⁶ pour le portefeuille de trading. Cette allocation tient compte des risques liés aux VaR du portefeuille

et des risques estimés à travers des stress-tests relatifs à d'éventuelles positions structurées et non liquides⁷.

Pour une analyse de la juste valeur des dérivés de couverture des matières premières du Groupe, voir notes 41.4.3 et 41.5 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2012. Pour le détail des contrats 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 2012.

9.5.3 Gestion des risques assurables

Le groupe EDF s'est doté de programmes d'assurances qu'il met en œuvre à EDF SA, dans ses filiales contrôlées au fur et à mesure de leur intégration, y compris ses filiales ERDF et RTE. Ils comportent des garanties, exclusions, franchises et plafonds de couvertures adaptés à chaque métier et aux spécificités de ces filiales.

Les principaux programmes d'assurances couvrent :

- **les dommages aux biens conventionnels Groupe** : EDF est membre d'OIL⁸. Les garanties offertes par cette mutuelle sont complétées par

1. La limite de VaR prend en compte la diversification des risques entre les activités d'EDF Trading et celles d'EDF Trading North America. Cette limite ne considère aucune diversification liée à la Joint Venture Chubu dont la limite de VaR de 2 millions d'euros est additionnée à la limite VaR d'EDF Trading de 43 millions d'euros.

2. Cinq fois la VaR, soit 225 millions d'euros.

3. Ce modèle évolue pour être mis en conformité avec la politique du groupe EDF.

4. 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.

5. 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.

6. Le capital économique désigne le capital alloué pour faire face aux risques marchés.

7. Les données figurent dans le rapport annuel 2012 d'Edison au chapitre Gestion des risques financiers Groupe.

8. Oil Insurance Limited.

la filiale (captive d'assurance) d'EDF, Wagram Insurance Company Ltd¹, des assureurs et des réassureurs; RTE souscrit un programme dommages conventionnels spécifique pour ses propres biens (postes de transformation, immeubles et locaux techniques);

- **les dommages aux marchandises transportées;**
- **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 de 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)* et à l'*European Mutual Association for Nuclear Insurance (EMANI)*.

Par ailleurs, en liaison avec les activités de CENG aux USA, EDF Inc est devenu membre de NEIL².

- **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. Ainsi, en vue de garantir la disponibilité des fonds requis du fait de ces obligations, EDF a opté pour la conclusion de polices d'assurances. Les montants couverts par les polices, souscrites par EDF auprès d'Allianz et d'*European Liability Insurance for the Nuclear Industry (ELINI)*, correspondent aux plafonds de responsabilité encourus en cas d'accident tels que fixés par la réglementation tant sur une installation nucléaire qu'en cours de transport.

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 Re, société de réassurance du Groupe, participe à ce risque via les contrats de réassurance qu'elle émet au profit d'Allianz et d'ELINI.

EDF Energy exploite des centrales nucléaires au Royaume-Uni. Dans ce pays, le régime de la responsabilité de l'exploitant d'une installation

nucléaire est comparable au régime français, et EDF Energy est assurée auprès du pool anglais d'assurance des risques nucléaires NRI (*Nuclear Risk Insurers Limited*) à hauteur de 140 millions de livres sterling, montant qui constitue la limite actuelle de la responsabilité civile des exploitants nucléaires au Royaume-Uni.

- **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 bénéficie aux mandataires sociaux du Groupe;
- **couverture des 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, tels que l'EPR à Flamanville, la construction de centrales à cycle combiné, de barrages, de turbines à combustion etc. Ces couvertures qui s'élèvent à 11 millions d'euros ont été comptabilisées en investissement dans les comptes d'EDF SA;
- le 11 août 2011, ERDF a conclu avec NATIXIS/Swiss Re un contrat allant jusqu'au 30 juin 2016 (soit cinq saisons de tempêtes) 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* déclenche, en cas de sinistre, une indemnisation reposant sur un indice paramétrique fonction de la vitesse du vent. Le 27 décembre 2011, une couverture complémentaire d'une capacité de 40 millions d'euros a été souscrite pour une période de quatre ans, afin de réduire le montant de la franchise. Les modalités de mise en place de la couverture dommages des réseaux aériens de distribution des Systèmes Énergétiques Insulaires restent à l'étude.

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 111 millions d'euros en 2012, dont 62 millions d'euros pris en charge par EDF (hors investissements) et 18 millions d'euros au titre de la couverture des réseaux aériens d'ERDF.

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

2. Nuclear Electric Insurance Limited.