

9.

Examen de la situation financière et du résultat

9.1 Chiffres clés	180
9.2 Éléments de conjoncture et événements de l'année 2011	182
9.3 Analyse de l'activité et du compte de résultat consolidé pour 2011 et 2010	193
9.4 Flux de trésorerie et endettement financier net	201
9.5 Gestion et contrôle des risques marchés	205

9. Examen de la situation financière et du résultat

Chiffres clés

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 2011 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 2011. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (*International Accounting Standards*), IFRS (*International Financial Reporting Standards*) et les interprétations (SIC et IFRIC).

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées par le Groupe sont présentées en note 1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2011.

Données retraitées

Les informations financières présentées dans ce document sont issues des comptes consolidés au 31 décembre 2011 du groupe EDF.

	2010 retraité	Impact mise en équivalence RTE	Impact cession EnBW ⁽¹⁾	Impact cessions Royaume- Uni ⁽¹⁾	Total des impacts	2010 ajusté
<i>(en millions d'euros)</i>						
Chiffre d'affaires	65 320	(211)	-	(1 187)	(1 398)	63 922
EBE	16 623	(1 525)	-	(942)	(2 467)	14 156
Résultat d'exploitation	6 240	(886)	-	(636)	(1 522)	4 718
Résultat avant impôt des sociétés intégrées ⁽²⁾	1 814	(558)	39	(473)	(992)	822
Résultat net part du Groupe	1 020	-	(360)	(251)	(611)	409
Résultat net courant ⁽³⁾	3 961	-	(475)	(381)	(856)	3 105

(1) Y compris la rémunération des produits nets de cessions fixée par convention à 1 % avant impôt.

(2) Le résultat avant impôt des sociétés intégrées correspond au résultat net du groupe EDF avant prise en compte de l'impôt sur les résultats, de la quote-part de résultat net des entreprises associées, du résultat attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle et du résultat des activités en cours de cession.

(3) 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).

Les chiffres clés du Groupe pour l'exercice 2011 sont présentés ci-après. Les variations en valeur et en % sont calculées par rapport aux données 2010 ajustées.

Extrait des comptes de résultat consolidés

	2011	2010 ajusté	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
<i>(en millions d'euros)</i>					
Chiffre d'affaires	65 307	63 922	1 385	+2,2	+2,7
Excédent brut d'exploitation (EBE)	14 824	14 156	668	+4,7	+5,4
Résultat d'exploitation	8 286	4 718	3 568	+75,6	
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	4 506	822	3 684	+448,2	
Résultat net part du Groupe	3 010	409	2 601	+635,9	
Résultat net courant	3 520	3 105	415	+13,4	+12,9

Conformément aux principes comptables, les données relatives à l'année 2010 ont été retraitées du changement de présentation des activités d'optimisation d'EDF Luminus (anciennement SPE), sans impact sur l'EBE.

Données ajustées

Dans le cadre de l'analyse des résultats du Groupe, la croissance organique en 2011 est mesurée par rapport aux données 2010 ajustées, c'est-à-dire au périmètre comparable 2011 : hors EnBW, les réseaux et la centrale d'Eggborough au Royaume-Uni et avec la mise en équivalence de RTE Réseau de Transport d'Électricité (RTE).

Le tableau ci-dessous analyse le passage des données retraitées aux données ajustées.

Extrait des bilans consolidés

(en millions d'euros)	31/12/2011	31/12/2010
Actif immobilisé	128 318	123 844
Stocks et clients	34 489	32 209
Autres actifs	52 032	50 333
Trésorerie, autres actifs liquides et prêts à RTE ⁽¹⁾	16 184	16 944
Actifs détenus en vue de la vente (hors trésorerie)	684	17 229
TOTAL DE L'ACTIF	231 707	240 559
Capitaux propres – part du Groupe	30 570	31 317
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	4 337	5 586
Passifs spécifiques des concessions	41 769	41 161
Provisions	55 528	54 475
Emprunts et dettes financières ⁽²⁾	49 469	51 333
Autres passifs	49 897	47 320
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente (hors emprunts et dettes financières)	137	9 367
TOTAL DU PASSIF	231 707	240 559

(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)	2011	2010 ajusté	Variation en valeur	Variation en %
Cash flow opérationnel ⁽¹⁾	10 281	9 899	382	+ 3,9

(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.

Le cash flow opérationnel 2011 est en progression (+ 3,9%) à périmètre comparable par rapport au cash flow opérationnel 2010 ajusté.

Informations relatives à l'endettement financier net

(en millions d'euros)	31/12/2011	31/12/2010	Variation en valeur	Variation en %
Emprunts et dettes financières	50 034	47 777	2 257	+ 4,7
Dérivés de couvertures des dettes	(834)	49	(883)	n.a.
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(5 743)	(4 829)	(914)	+ 18,9
Actifs liquides	(9 024) ⁽¹⁾	(9 285)	261	- 2,8
Prêts à RTE	(1 400)	(1 914)	514	- 26,9
Endettement financier net des actifs destinés à être cédés	252	2 591	(2 339)	- 90,3
ENDETTEMENT FINANCIER NET ⁽²⁾	33 285	34 389	(1 104)	- 3,2

n.a. = non applicable.

(1) Dont actifs financiers disponibles à la vente pour 9 024 millions d'euros.

(2) 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 2010 afin de prendre en compte les prêts du Groupe à RTE, entité consolidée par mise en équivalence à compter du 31 décembre 2010.

9. Examen de la situation financière et du résultat

Éléments de conjoncture et événements de l'année 2011

9.2 Éléments de conjoncture et événements de l'année 2011

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 2011, l'évolution des prix de l'énergie en Europe a été marquée par trois événements externes majeurs à répercussion mondiale : les bouleversements politiques en Égypte, en Libye et en Tunisie, l'accident nucléaire de mars à Fukushima et les incertitudes macroéconomiques provoquées par les dettes souveraines des pays de la zone euro pendant toute la seconde moitié de l'année.

9.2.1.1.1 Prix spot de l'électricité en France, au Royaume-Uni, en Italie et en Allemagne ⁽¹⁾

	France	Royaume-Uni	Italie	Allemagne
Moyenne 2011 en base (€/MWh)	48,9	55,0	72,2	51,1
Variation 2011/2010 de la moyenne en base	+ 2,9%	+ 14,1%	+ 12,3%	+ 14,9%
Moyenne 2011 en pointe (€/MWh)	60,7	61,5	82,3	61,1
Variation 2011/2010 de la moyenne en pointe	+ 2,9%	+ 10,6%	+ 8,7%	+ 11,1%

En **France**, la hausse des prix spot de l'électricité est liée à la hausse du prix des combustibles fossiles et à une production hydraulique française inférieure de 25,6%⁽²⁾ à celle de 2010. Cette hausse a été fortement atténuée par une consommation intérieure historiquement faible liée à des températures douces sur les premiers mois de l'année et à l'automne et du fait d'une bonne disponibilité nucléaire. Les prix spot français se sont ainsi établis à un niveau inférieur aux pays voisins de la France, ce qui a favorisé les exportations françaises d'électricité une bonne partie de l'année.

Au **Royaume-Uni** et en **Italie**, la hausse des prix du gaz s'est traduite par une progression sensible des prix spot de l'électricité, les mix énergétiques britanniques et italiens accordant une place importante aux centrales à gaz.

En **Allemagne**, suite au moratoire nucléaire décrété à la mi-mars conduisant à la fermeture définitive de sept centrales nucléaires, la compétitivité du mix énergétique s'est dégradée, impulsant un mouvement haussier aux prix spot. Le pays doit désormais faire davantage appel aux moyens de production thermique à flamme pour satisfaire son équilibre offre-demande. Cette tendance a été exacerbée par la hausse des prix des combustibles, bien que modérée en partie par la baisse des prix du CO₂.

9.2.1.1.2 Prix à terme de l'électricité en France, au Royaume-Uni et en Allemagne ⁽³⁾

	France	Royaume-Uni	Allemagne
Moyenne 2011 en base (€/MWh)	56,0	62,3	56,0
Variation 2011/2010 de la moyenne en base	+ 6,9%	+ 19,8%	+ 12,4%
Prix à terme en base au 31 décembre 2011	50,6	55,7	52,1
Moyenne 2011 en pointe (€/MWh)	70,5	70,3	69,0
Variation 2011/2010 de la moyenne en pointe	+ 1,7%	+ 19,1%	+ 7,0%
Prix à terme en pointe au 31 décembre 2011	63,0	63,1	63,3

Les contrats annuels base européens sont en hausse en moyenne par rapport à l'année 2010, surtout sur la première moitié de l'année.

En **France**, le contrat annuel en base s'est établi en moyenne à un niveau supérieur de 6,9% à celui constaté au cours de l'année 2010. En début d'année, l'évolution des prix des combustibles fossiles a induit une hausse proportionnelle des coûts des moyens de production thermique à flamme, conduisant à une augmentation du contrat annuel.

À la mi-mars, l'accident de Fukushima, suivi du moratoire nucléaire allemand et des remises en question du nucléaire dans certains pays d'Europe, a redessiné les futures sollicitations du parc de production. Les

prix à terme de l'électricité en **France** ont alors augmenté brusquement d'environ 5€/MWh en raison des perspectives de changement structurel du parc de production européen et de l'augmentation des prix des combustibles. À partir de juin et jusqu'à la fin de l'année, le prix du contrat annuel 2012 a fortement diminué dans le sillage des prix du CO₂ et des prix à terme du gaz, mais aussi en raison d'une prise de conscience de l'impact réel sur l'équilibre offre-demande de l'arrêt du nucléaire allemand. En décembre, les températures clémentes et la bonne production éolienne et hydraulique ont entraîné une détente de l'équilibre offre-demande. Ceci a généré une baisse du prix du contrat annuel, les acteurs de marché anticipant un bon déroulement de l'hiver 2011-2012.

(1) • France et Allemagne : cotation moyenne de la veille sur la Bourse EPEX pour une livraison le jour même ;

• Royaume-Uni : cotation moyenne EDF Trading de la veille pour une livraison le jour même, sur le marché de gré à gré ;

• Italie : cotation moyenne de la veille sur la Bourse GME pour une livraison le jour même.

(2) Source : RTE.

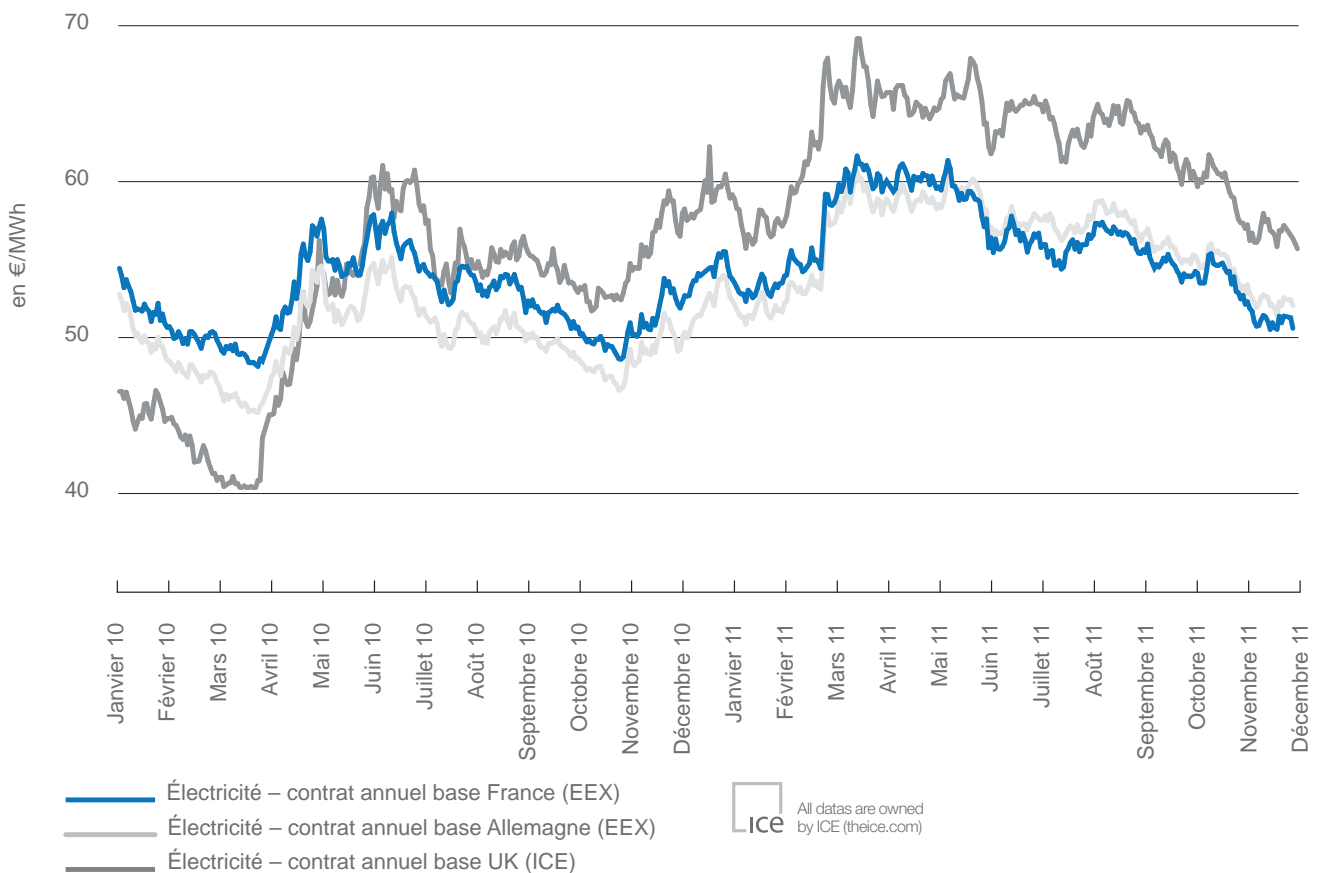
(3) • France et Allemagne : cotation moyenne EPD de l'année suivante ;

• Royaume-Uni : cotation moyenne ICE des contrats annuels avril 2011 puis avril 2012 (au Royaume-Uni, la livraison du contrat annuel a lieu du 1^{er} avril au 31 mars).

En **Allemagne**, le contrat annuel en base a progressé par rapport à 2010. Les prix allemands ont été en 2011 en moyenne similaires aux prix français, alors qu'ils étaient inférieurs à ces derniers de 2,5€/MWh en 2010. L'annonce du moratoire nucléaire à la mi-mars a entraîné une hausse des prix allemands plus importante que celle des prix français et de ce fait, une réduction de l'écart de prix entre ces deux pays. À partir de début juin, ce différentiel de prix s'est durablement inversé suite à la décision de fermeture définitive de sept centrales nucléaires.

Au **Royaume-Uni**, le contrat annuel *April Ahead* 2011 puis 2012 en base a suivi l'évolution à la hausse des prix à terme du gaz jusqu'au début de l'été. À partir de juin, les baisses successives des prix du CO₂ ont entraîné dans leur sillage les prix à terme de l'électricité. Dès septembre, ce mouvement a été accentué par des prix du gaz en baisse. Le contrat annuel *April Ahead* s'échangeait à 63,1€/MWh en pointe au 31 décembre 2011.

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



9. Examen de la situation financière et du résultat

Éléments de conjoncture et événements de l'année 2011

9.2.1.1.3 Utilisation des interconnexions⁽¹⁾

France vers	Allemagne	Royaume-Uni	Belgique	Suisse	Italie	Espagne	Total
Exportations en base en 2011 (TWh)	10,8	7,7	7,9	27,6	16,9	4,5	75,4
Importations en base en 2011 (TWh)	(8,4)	(2,9)	(2,1)	(2,4)	(0,8)	(3,1)	(19,7)
Solde des échanges en base en 2011 (TWh) ⁽¹⁾	2,4	4,8	5,8	25,2	16,1	1,4	55,7
Solde des échanges en base en 2010 (TWh) ⁽¹⁾	(6,7)	3,0	(0,9)	19,5	16,2	(1,6)	29,5
Évolution 2011/2010 de l'énergie échangée en base (TWh)	+9,1	+1,8	+6,7	+5,7	-0,1	+3,0	+26,2

(1) Les chiffres positifs correspondent ici à des exportations nettes, les chiffres négatifs à des importations nettes.

Par rapport à 2010, on observe en 2011 une forte augmentation des exportations liée à des prix spot français inférieurs à ceux des pays voisins. Globalement, le solde des échanges français a progressé de 26,2 TWh entre 2010 et 2011 et atteint un niveau de 55,7 TWh, inégalé depuis 2006. Cette augmentation est principalement marquée sur l'arc Est : Belgique, Allemagne et Suisse (+21,5 TWh).

En 2011, les soldes des échanges en base vers la Suisse et l'Italie restent largement positifs, respectivement à 25,2 TWh et 16,1 TWh. Alors que le solde des volumes échangés avec l'Italie est stable entre 2010 et 2011 (-0,1 TWh), celui en direction la Suisse a crû de 5,7 TWh (+29,2 %).

La France a été importatrice depuis l'Allemagne sur le premier trimestre 2011. De la mi-mars à fin septembre, la France a davantage exporté vers l'Allemagne suite à la dégradation de la compétitivité du mix énergétique allemand et en raison d'une faible demande intérieure française. À partir d'octobre, le solde des échanges avec l'Allemagne s'est inversé et la France a de nouveau importé du fait d'une forte production éolienne allemande et d'une augmentation de la demande en France à l'approche de l'hiver.

9.2.1.1.4 Prix des droits d'émission de CO₂⁽²⁾

	CO ₂ (€/t)
Moyenne 2011	13,3
Variation 2011/2010	-8,4 %
Plus haut de 2011	17,4
Plus bas de 2011	6,5
Prix fin 2010	14,2
Prix fin 2011	7,3

Le prix des droits d'émission de CO₂ de la phase II (2008-2012) en décembre 2011 s'est établi pour livraison en moyenne à 13,3€/t au cours de l'année 2011, soit un repli de 8,4 % par rapport à l'année 2010 (14,5€/t). Cette légère baisse moyenne masque toutefois le fort recul des cours du CO₂ à partir du mois de juin.

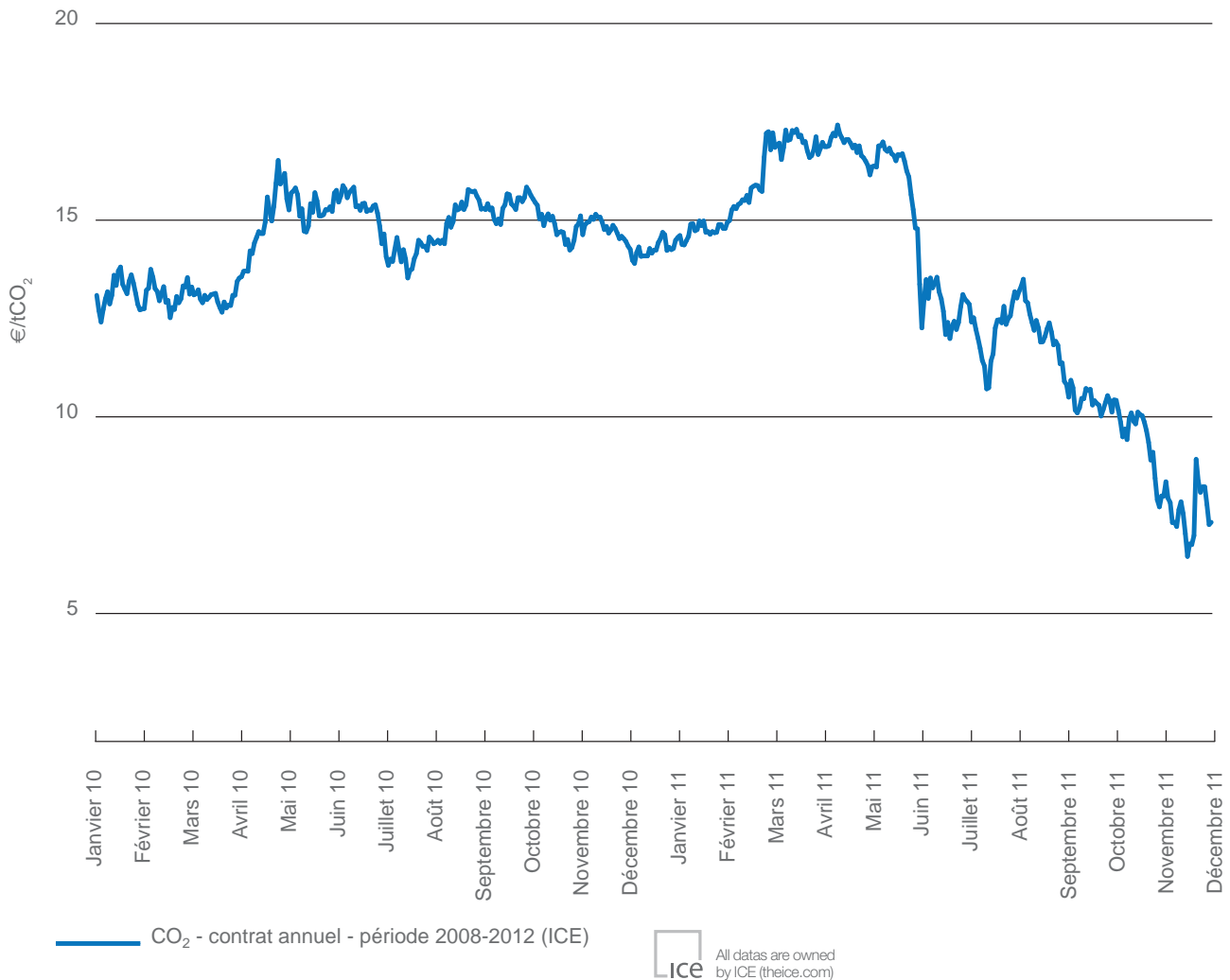
- Au premier semestre, le moratoire nucléaire allemand a entraîné une hausse des prix du CO₂. Les acteurs de marché ont en effet anticipé une plus grande sollicitation des centrales à charbon et à gaz suite à la décision d'arrêt de plusieurs centrales nucléaires en Allemagne. Au 1^{er} juin, le CO₂ s'établissait ainsi à près de 17€/t.
- Courant juin, la Commission européenne a proposé une Directive incitant les États membres à respecter l'objectif d'amélioration de l'efficacité énergétique de 20 % entre 2008 et 2020, le rythme actuel ne permettant d'atteindre que la moitié de cet objectif. Cette directive se concentre sur la réduction de la consommation d'énergie qui se traduit *in fine* par une réduction de l'émission de CO₂. Ainsi, à volume de quotas alloués inchangé, les perspectives de réduction d'émission de CO₂ ont fait chuter le prix des droits d'émission de CO₂ de près de 4€/t en quelques jours.
- À partir d'août, les indicateurs économiques négatifs en Europe ont engendré une poursuite du mouvement baissier. Dans ce contexte, l'annonce fin novembre par la Banque Européenne d'Investissement de la mise sur le marché de 300 millions de tonnes d'EUA⁽³⁾ – dont les recettes sont destinées à financer des projets sur le captage et le stockage du CO₂, ainsi que les technologies innovantes liées aux énergies renouvelables – a augmenté considérablement l'offre et accéléré ainsi la chute du prix du CO₂. Le CO₂ clôture l'année à 7,3€/t, proche de son plus bas niveau historique sur la phase 2008-2012 (6,5€/t).

(1) Source: RTE.

(2) Cotation moyenne ICE du contrat annuel de la phase II (2008-2012). Il s'agit ici des prix des quotas livrés physiquement en décembre 2011.

(3) EUA: European Union Allowance (quota carbone).

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



9.2.1.1.5 Prix des combustibles fossiles⁽¹⁾

	Charbon (\$/t)	Pétrole (\$/bl)	Gaz naturel (p/th)
Moyenne 2011	123,8	111,0	66,4
Variation 2011/2010	+24,7 %	+38,2 %	+38,3 %
Plus haut de 2011	134,5	126,7	72,9
Plus bas de 2011	111,9	93,3	56,1
Prix fin 2010	122,2	94,8	59,8
Prix fin 2011	111,9	107,4	63,1

Les prix à terme du charbon sont en hausse en moyenne par rapport à 2010, portés par la prévision d'une demande allemande en charbon plus importante (suite à la décision d'arrêter de manière anticipée plusieurs centrales nucléaires) et par une demande croissante en Asie. À partir de septembre, ces prix ont baissé suite au recul de l'euro face au dollar américain.

Le cours du pétrole (prix du baril de Brent) a été très volatil en 2011. Il a d'abord poursuivi sa hausse au cours du premier semestre 2011 dans un contexte de troubles politiques (en Libye notamment) pour atteindre un maximum de 126,7 \$/bl début avril. En mai, la crainte d'un ralentissement de la demande mondiale a fait chuter le prix du baril à près de 110\$/bl. Durant l'été, des signaux économiques contradictoires et la crise

(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 IPE (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. Examen de la situation financière et du résultat

Éléments de conjoncture et événements de l'année 2011

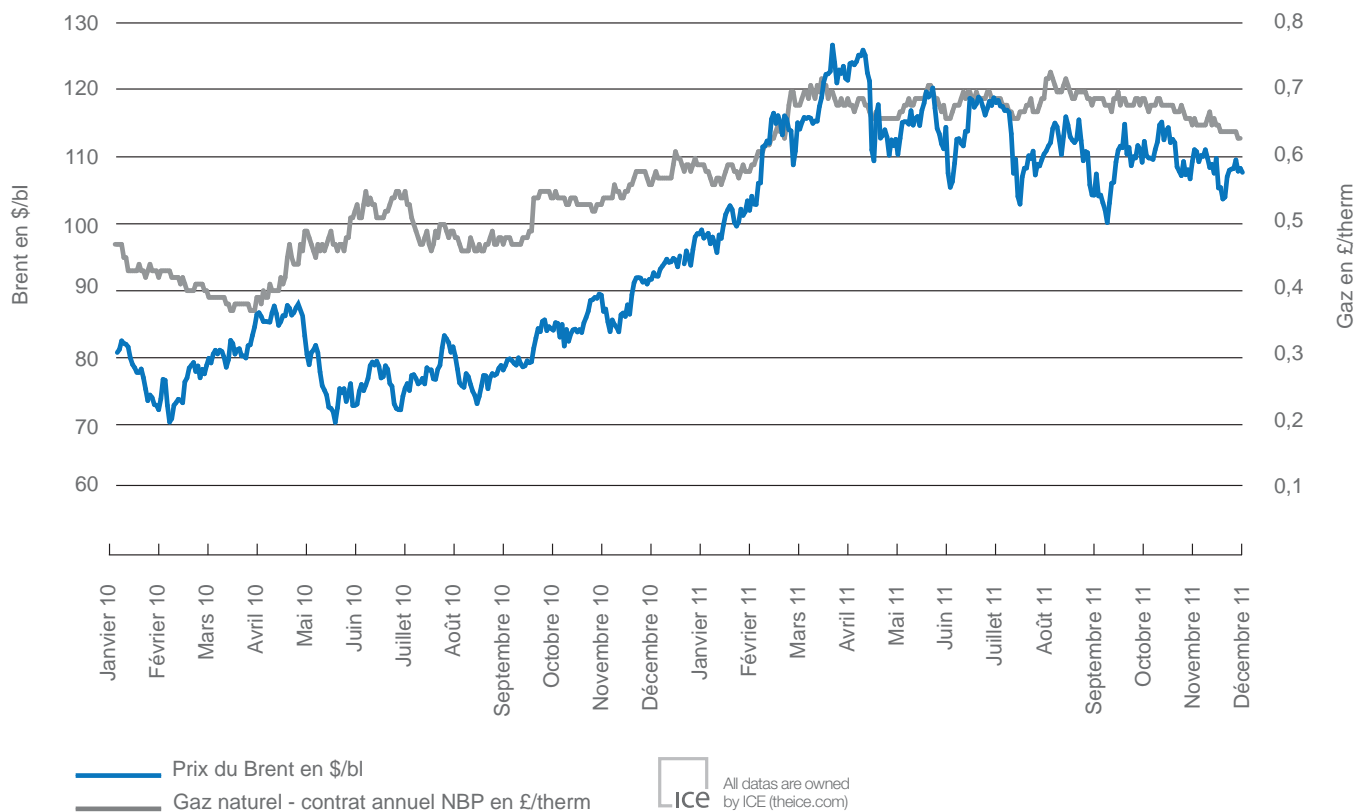
des dettes souveraines en Europe et, dans une moindre mesure aux États-Unis, ont chahuté les prix du brut. Par la suite, les craintes, plus marquées sur les dettes européennes que sur la dette américaine, se sont traduites par un recul de l'euro par rapport au dollar américain. Le prix du Brent a clôturé ainsi l'année à 107,4 \$/bl.

Le prix du contrat annuel de gaz naturel au **Royaume-Uni** a fortement progressé durant le premier trimestre de l'année 2011. A partir de février, les acteurs ont craint une baisse de l'offre liée à une propagation du conflit libyen à d'autres pays producteurs de gaz. Par la suite, la situation consécutive à l'accident de Fukushima a laissé prévoir un détournement important de GNL (gaz naturel liquéfié) vers le Japon ainsi qu'une demande en gaz plus importante en Allemagne. Dans ces deux pays, les

cycles combinés gaz ont compensé en partie la baisse de la production nucléaire. Cette augmentation de la demande mondiale a entraîné une hausse des prix du gaz britannique.

Au deuxième trimestre, des approvisionnements massifs en GNL au Royaume-Uni associés à une situation détendue sur le court terme ont permis des injections conséquentes dans les stocks et orienté les prix du contrat annuel à la baisse. Malgré des craintes sur l'approvisionnement en GNL suite à l'annonce fin août de travaux de maintenance sur les trains de liquéfaction au Qatar, l'équilibre offre-demande court terme est resté détendu jusqu'à la fin de l'année en raison de températures douces, ce qui a permis un faible soutirage des stocks. Le prix du contrat annuel gazier a clôturé l'année à 63,1 p/th.

Évolution des prix du gaz naturel et du pétrole



9.2.1.2 Consommation d'électricité⁽¹⁾ et de gaz naturel⁽²⁾

En 2011, la consommation globale d'électricité en **France** a diminué de 6,8 % par rapport à 2010. Cet écart s'explique essentiellement par des températures plus élevées que la normale, notamment au printemps, mais surtout bien supérieures à celles de l'année 2010, considérée comme la plus fraîche des deux dernières décennies avec 1996.

Corrigée de l'aléa climatique, la consommation atteint 484,1 TWh, soit 6 TWh de moins qu'en 2010, ce qui s'explique pour l'essentiel par une baisse de -6,8 TWh de la consommation d'Eurodif. Cette légère hausse (+0,8 TWh) de la consommation, hors Eurodif, résulte d'une tendance à la hausse au premier semestre 2011, suivie d'un infléchissement à mi-année.

La consommation de gaz naturel en **France** a fortement diminué (-11,6 %) en 2011 par rapport à 2010. Cette baisse s'explique avant tout, comme pour l'électricité, par l'effet des températures. En données corrigées de l'aléa climatique, la consommation a crû de +0,9 %. Cette légère croissance de la demande est essentiellement tirée par la consommation de la grande industrie et des centrales électriques (+2,4 %), alors que celle du résidentiel, du tertiaire et de la petite industrie est pratiquement stable.

En 2011, la consommation intérieure d'électricité estimée au **Royaume-Uni**, d'environ 314 TWh, est en diminution de 2,0 % par rapport à 2010. Sur le gaz, elle recule de 10,8 %, essentiellement en raison d'un effet climatique défavorable lié à un hiver plus doux en 2011 qu'en 2010 ; la consommation 2011 de gaz se situe ainsi à 535 TWh.

En **Italie**, la consommation intérieure d'électricité estimée est stable (+1 % par rapport à 2010).

9.2.1.3 Tarifs de l'électricité et du gaz naturel

En **France**, par un arrêté du 28 juin 2011, le Ministre de l'Industrie, de l'Énergie et de l'Économie numérique a rehaussé en moyenne le tarif bleu (résidentiel) de 1,7 % et les tarifs jaune et vert (industriels et grandes entreprises) de 3,2 %. Cette hausse des tarifs est applicable depuis le 1^{er} juillet 2011.

Selon les modalités d'indexation définies par le TURPE 3⁽³⁾, adopté par les pouvoirs publics par décision du 5 juin 2009, les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution et de transport ont enregistré au 1^{er} août 2011 une hausse de 3,9 % et de 2,6 % respectivement.

Au **Royaume-Uni**, EDF Energy a augmenté ses tarifs de l'électricité et du gaz pour les clients résidentiels le 2 mars 2011, respectivement de 7,5 % et de 6,5 %, puis le 10 novembre 2011, respectivement de 4,5 % et de 15,4 %. En 2010, la hausse des tarifs sur l'électricité avait été de 2,6 % au 1^{er} octobre 2010.

(1) Données :

- France : RTE, Bilan électrique 2011 et données internes ;
- Italie : données fournies par l'UCTE ;
- Royaume-Uni : Department of Energy and Climate Change pour les trois premiers trimestres, estimation pour le dernier trimestre.

(2) Données :

- France : Base Pégase, Direction de l'énergie et des matières premières (DGEMP) pour les neuf premiers mois 2011 ;
- Royaume-Uni : Department of Energy and Climate Change pour les trois premiers trimestres, estimation pour le dernier trimestre.

(3) Tarifs d'Utilisation du Réseau Public d'électricité, dits TURPE 3, entrés en vigueur au 1^{er} août 2009.

(4) Rapport à la normale annuelle des températures moyennes de janvier 2011 à décembre 2011. 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 climatologiques de Météo-France.

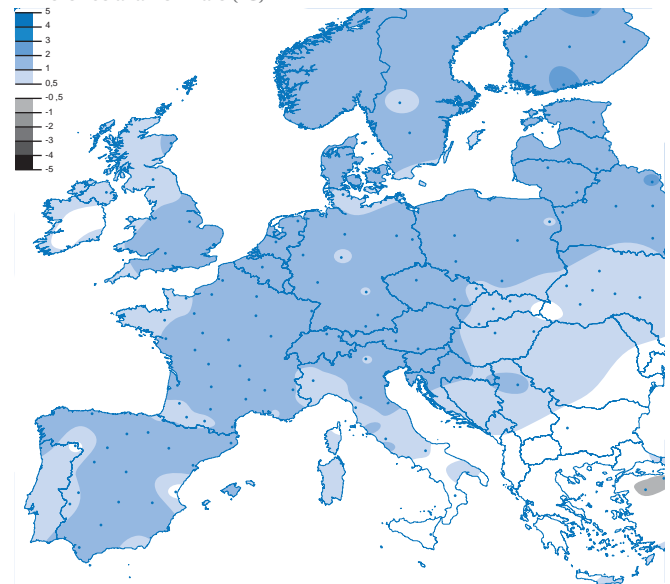
(5) Rapport à la normale annuelle des précipitations moyennes de janvier 2011 à décembre 2011. Source : Météo-France.

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.

9.2.1.4 Conditions climatiques : températures et pluviométrie

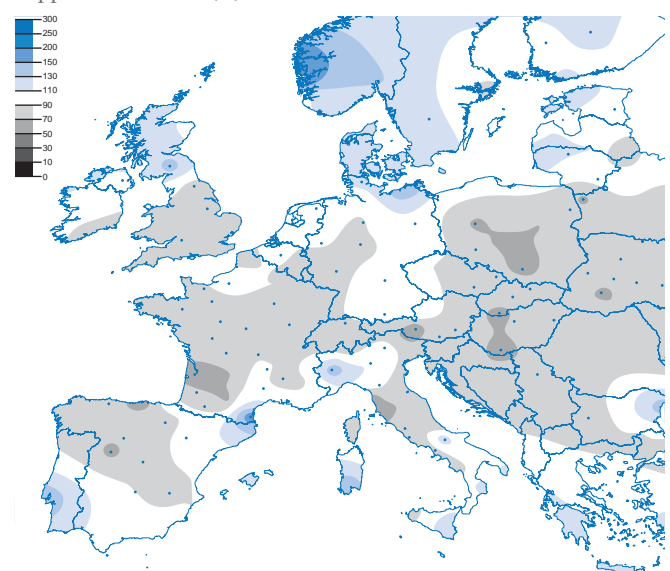
Différence à la normale annuelle des températures moyennes de janvier 2011 à décembre 2011⁽⁴⁾

Différence à la normale (°C)



Rapport à la normale annuelle des précipitations moyennes de janvier 2011 à décembre 2011⁽⁵⁾

Rapport à la normale (%)



9. Examen de la situation financière et du résultat

Éléments de conjoncture et événements de l'année 2011

De fortes anomalies de températures au printemps et à l'automne (novembre notamment) ont été observées sur la France et les pays voisins (Espagne, Italie, Suisse et Allemagne). Le printemps et le mois de novembre 2011 ont été parmi les plus chauds et les plus secs en France depuis plus de 50 ans.

L'année 2011 a été marquée sur une bonne partie de l'Europe – et notamment en France – par un très important déficit pluviométrique, en deux phases (de janvier à mai puis à l'automne), qu'un été très pluvieux n'a pas réussi à combler. En France, les précipitations de janvier à mai ont été globalement inférieures aux minima historiques observés depuis plus de 50 ans.

En conséquence, le productible hydraulique en France s'est progressivement dégradé au fil des mois pour atteindre en avril-mai des minima historiques sur l'ensemble du parc français. Il est ensuite resté déficitaire jusqu'à l'automne. La sortie de l'étiage ne s'est produite qu'en toute fin d'année avec des crues sur de nombreux bassins.

Sur l'ensemble de l'année, le productible hydraulique en France est le troisième plus faible productible depuis 60 ans (juste derrière ceux de 1949 et 1989) et avoisine celui de 2005.

Ce phénomène de très faible hydraulité au printemps puis à l'automne a également affecté les pays voisins (notamment les bassins alpins de Suisse, Autriche et Italie du Nord), touchés par ces niveaux exceptionnellement bas de pluie et de température.

Seuls l'extrême sud du Portugal, la Turquie et une large moitié de la Scandinavie (Norvège notamment) ont connu des précipitations excédentaires.

9.2.2 Événements marquants 2011 ^{(1) (2)}

9.2.2.1 Partenariats et participations stratégiques

9.2.2.1.1 Finalisation de la cession d'EnBW

Le 17 février 2011, le Groupe a finalisé la cession de sa participation de 45,01 % dans EnBW au Land du Bade-Wurtemberg, pour une somme de 4,7 milliards d'euros (versement d'un montant de 4,5 milliards d'euros complétant un acompte initial de 169 millions d'euros versé le 16 décembre 2010), ce qui a généré une plus-value de 253 millions d'euros nette d'impôt. Cette cession conduit à réduire l'endettement net du Groupe de 7,3 milliards d'euros (dont 7,1 milliards d'euros sur l'exercice 2011).

9.2.2.1.2 Offre publique alternative simplifiée d'achat ou d'échange visant les actions de la société EDF Énergies Nouvelles

EDF a annoncé le 8 avril 2011 le lancement d'une offre publique alternative simplifiée d'achat ou d'échange portant sur les 50 % du capital d'EDF Énergies Nouvelles que le Groupe ne détenait pas. L'offre comportait une branche en numéraire au prix de 40 euros par action EDF Énergies Nouvelles (coupon détaché) et une branche en titres, à raison de 13 actions EDF à émettre (jouissance 1^{er} janvier 2011) pour 11 actions EDF Énergies Nouvelles (coupon détaché).

Le 24 mai 2011, l'Autorité des marchés financiers (AMF) a déclaré conforme cette offre publique qui s'est déroulée du 27 mai au 16 juin 2011 inclus.

Conformément à la décision de conformité de l'AMF du 1^{er} août 2011 sur le retrait obligatoire initié par EDF sur les actions EDF Énergies Nouvelles, le retrait obligatoire a été réalisé le 16 août 2011 et les actions d'EDF Énergies Nouvelles ont été radiées d'Euronext Paris. Les actionnaires restants ont perçu une indemnisation de 40 euros par titre.

Des rachats d'actions propres ont été réalisés pour 324 millions d'euros dans la perspective de neutraliser l'effet dilutif de l'opération sur le pourcentage de contrôle des actionnaires d'EDF. Cette neutralisation est intervenue le 28 septembre 2011 suite à la réalisation d'une opération de réduction de capital d'EDF par annulation d'actions propres.

Le groupe EDF détient désormais 102 568 416 actions représentant 100 % du capital et des droits de vote d'EDF Énergies Nouvelles.

9.2.2.1.3 ERDF confirme son implantation en Russie par la signature d'un contrat de gestion déléguée

Le 17 juin 2011, dans le cadre du forum économique international de Saint-Petersbourg, ERDF et la Holding MRSK ont conclu un contrat de gestion déléguée de la société russe de distribution d'électricité de Tomsk (TRK).

Lors du précédent forum économique international de Saint-Petersbourg en juin 2010, les deux sociétés avaient conclu un protocole d'accord (*Memorandum of Understanding*) dont les principaux objectifs étaient notamment de développer une coopération dans la réalisation de projets de gestion déléguée de sociétés russes de distribution d'électricité et dans le domaine technique.

ERDF devient ainsi le premier partenaire étranger à conclure un contrat de gestion déléguée dans le domaine de la distribution en Russie.

9.2.2.1.4 EDF et AREVA signent plusieurs accords techniques et commerciaux

Suite aux discussions engagées après le Conseil de politique nucléaire, EDF et AREVA ont signé le 25 juillet 2011 un accord technique et commercial sur trois sujets clés de la coopération entre EDF et AREVA :

- la poursuite de l'optimisation de l'EPR sur la base du retour d'expérience des chantiers en cours (Olkiluoto, Flamanville, Taishan 1 et 2) ;
- l'amélioration de la maintenance et de l'exploitation du parc nucléaire existant, afin d'accroître la performance opérationnelle des réacteurs et préparer l'éventuel allongement de leur durée d'exploitation au-delà de 40 ans ;
- la gestion du cycle du combustible, afin de qualifier de nouveaux produits combustibles et renforcer la coopération industrielle sur le stockage des déchets radioactifs.

Par ailleurs, en septembre 2011, EDF a commandé à AREVA la fourniture de 32 générateurs de vapeur destinés aux centrales nucléaires de 1 300 MW qui seront installés à compter de 2017.

Enfin, en décembre 2011, EDF a signé avec AREVA un contrat pour la rénovation des systèmes de contrôle-commande qui garantissent la sûreté de ses centrales d'une puissance de 1 300 MW. Les premières

(1) Les événements marquants relatifs aux litiges figurent au chapitre 20.5 du présent document.

(2) Le document de référence ainsi que la liste exhaustive des communiqués de presse sont disponibles sur le site Internet : www.edf.com

opérations démarreront à partir de 2015, à l'occasion des troisièmes visites décennales des réacteurs.

9.2.2.1.5 De nouveaux actionnaires rejoignent le projet de gazoduc South Stream

EDF, Gazprom, ENI et Wintershall ont signé le 16 septembre 2011 à Sotchi le pacte d'actionnaires de la société South Stream Transport AG qui sera chargée de la réalisation des études, de la construction et de l'exploitation de la section sous la mer Noire du gazoduc South Stream. EDF sera actionnaire à hauteur de 15 % dans cette société, aux côtés de Gazprom (50 %), ENI (20 %) et Wintershall (15 %).

9.2.2.1.6 Projet de renforcement du partenariat entre EDF et Veolia Environnement

Le Conseil d'administration d'EDF du 22 novembre 2011 a approuvé le principe de la poursuite des négociations à propos d'un nouveau partenariat industriel entre EDF et Veolia Environnement, qui se traduirait par l'élargissement des activités de Dalkia dans des métiers à forte croissance comme l'efficacité énergétique, et par une augmentation de la participation d'EDF de 34 % à 50 % dans Dalkia Holding.

Cette évolution du rôle d'EDF dans le nouveau groupe Dalkia s'accompagnerait d'une simplification des structures de détention de l'entreprise. Dalkia serait ainsi détenu à 50/50 par EDF et Veolia Environnement sur l'ensemble de son périmètre.

9.2.2.1.7 Accord pour l'acquisition par EDF des participations d'EnBW en Pologne

Le 21 décembre 2011, EDF et EnBW ont conclu un accord portant sur l'acquisition par EDF des participations dans deux sociétés polonaises : Ersa et Kogeneracja, détenues respectivement à hauteur de 32,45 % et 15,59 % par le groupe EnBW. À l'issue de cette opération, le groupe EDF possèdera 97,34 % d'Ersa et 50 % plus une action de Kogeneracja, ce qui lui permettra de poursuivre sa stratégie de développement et d'intégration en Pologne.

9.2.2.1.8 Accord préliminaire pour l'acquisition d'Edison par le groupe EDF et l'acquisition d'Edipower par A2A

Le 26 décembre 2011, un accord préliminaire entre EDF, A2A, Delmi, Edison et Iren a été signé. Cet accord a pour objectif la réorganisation actionnariale d'Edison et d'Edipower. Le groupe EDF doit ainsi prendre le contrôle d'Edison en acquérant la totalité de la participation de Delmi dans TDE (50 %), à un prix négocié de 0,84 euro par action Edison, soit un montant total de 705 millions d'euros.

Ainsi, au terme de l'opération, qui ne pourra intervenir qu'une fois les conditions suspensives levées, liées en particulier à l'accord des autorités réglementaires et de la concurrence, le groupe EDF détiendra 78,96 % du capital et 80,7 % des droits de vote d'Edison.

Il est également prévu dans l'accord qu'une offre soit ultérieurement proposée aux minoritaires d'Edison par le groupe EDF. Le prix de cette offre doit correspondre au maximum au prix des actions Edison acquises par l'intermédiaire de TDE, soit 0,84 euro par action. Simultanément à la prise de contrôle d'Edison par le Groupe, Delmi prendra le contrôle d'Edipower en acquérant les participations d'Edison (50 %) et d'Alpiq (20 %) dans Edipower, pour un prix total de 805 millions d'euros.

Conformément aux étapes prévues dans le calendrier de l'accord préliminaire, le 24 janvier 2012, les Conseils d'administration d'Edison puis d'EDF ont validé le projet d'accord préliminaire pour la réorganisation actionnariale d'Edison et d'Edipower. Cette approbation a également été obtenue des organes de gouvernance des autres sociétés concernées par la transaction.

L'accord préliminaire du 26 décembre 2011 prévoit également qu'un contrat à long terme (six ans) de fourniture de gaz soit signé entre Edison et Edipower pour couvrir 50 % des besoins en gaz de cette dernière.

Les accords définitifs ont été signés le 15 février 2012. La réalisation de ces accords est conditionnée d'une part, à la confirmation par l'autorité de marché italien (Consob) du prix de 0,84 euro par action pour l'offre aux minoritaires et d'autre part, à l'approbation des opérations par les autorités de concurrence italienne et de Bruxelles.

L'acquisition de TDE permettra au groupe EDF de prendre le contrôle exclusif de la société Edison, la date de prise de contrôle devant normalement intervenir avant le 30 juin 2012.

9.2.2.2 Projets d'investissements

9.2.2.2.1 Flamanville 3

En juillet 2011, EDF a communiqué un nouvel objectif en termes de calendrier, avec une première production commercialisable en 2016 et une mise à jour du coût de construction à environ 6 milliards d'euros. Des étapes importantes de la construction ont été franchies au cours de l'année 2011 :

- fin de la construction des structures de génie civil de plusieurs bâtiments (station de pompage, diesels des bâtiments 1-2, bâtiment de traitement des effluents...);
- réception et installation des principaux matériels de la salle des machines;
- montages électromécaniques de l'îlot nucléaire.

L'avancement des travaux de génie civil fin 2011 est de 88 % et celui des montages électromécaniques de l'ordre de 20 %.

9.2.2.2.2 Centrale à charbon supercritique en Pologne

Début décembre 2011, le groupe EDF a annoncé la construction d'une centrale à charbon supercritique de 900 MW sur le site de Rybnik en Pologne, pour un montant d'environ 1,8 milliard d'euros. Ce projet prévoit le remplacement des quatre unités les plus anciennes de la centrale de Rybnik par une unité plus performante. La technologie « supercritique » a pour avantage d'atteindre des rendements parmi les plus élevés du marché, soit 45 %. La particularité du site de Rybnik sera de combiner la combustion de biomasse à celle du charbon, pour produire jusqu'à 10 % d'énergie verte et réduire ainsi de 30 % les émissions de CO₂ par rapport aux unités de charbon traditionnelles. La technologie supercritique de la centrale de Rybnik permettra donc de produire une électricité plus compétitive avec le charbon local et de réduire les émissions de CO₂ du Groupe d'un million de tonnes par an à production équivalente.

9.2.2.2.3 Décision d'investissement dans le terminal méthanier de Dunkerque

Après approbation par son Conseil d'administration le 24 mai 2011, EDF a annoncé le 29 juin sa décision finale d'investissement dans le terminal méthanier de Dunkerque aux côtés de Fluxys G et Total, qui ont confirmé

9. Examen de la situation financière et du résultat

Éléments de conjoncture et événements de l'année 2011

leur prise de participation à hauteur respectivement de 25% et 10% dans le capital de Dunkerque LNG, la société en charge de l'installation industrielle du terminal, désormais détenue à 65% par EDF.

Le terminal méthanier de Dunkerque, dont la mise en service est prévue fin 2015, aura une capacité annuelle de regazéification de 13 milliards de m³ de gaz (Gm³) et augmentera d'environ 20% les capacités d'importation de gaz naturel sur le territoire français.

Grâce à ce terminal, EDF pourra se constituer un portefeuille d'approvisionnement équilibré et diversifié en gaz naturel. Le Groupe sera ainsi en mesure de mieux répondre à la demande de ses clients finals en offres bi-énergie (électricité + gaz) et d'optimiser l'approvisionnement de ses centrales de production électrique à partir de gaz. La localisation stratégique du terminal lui permettra de desservir tous les marchés d'Europe du Nord-Ouest.

Le montant de l'investissement global de ce projet d'envergure nationale et européenne s'élève à 1,5 milliard d'euros. Il sera porté par trois maîtres d'ouvrage : le Grand Port Maritime de Dunkerque en charge des infrastructures portuaires, Dunkerque LNG pour l'installation industrielle et GRTgaz pour les raccordements sur les réseaux de transport de gaz.

9.2.2.2.4 Cycle combiné gaz (CCG) de nouvelle génération à Bouchain (nord de la France)

Début décembre 2011, EDF et GE Energy ont conclu un partenariat pour le co-développement du premier cycle combiné gaz (CCG) de nouvelle génération équipé de la technologie FlexEfficiency50 de GE Energy. Ce cycle combiné gaz, situé dans le nord de la France à Bouchain et dont la mise en service est prévue en 2015, aura une capacité installée de 510 MW, ce qui permettra d'alimenter en électricité l'équivalent de 600 000 foyers français. Cette nouvelle technologie permet d'atteindre une puissance maximale en moins de 30 minutes avec un rendement de 61%. Plus flexible et plus performant, ce CCG permettra de répondre à la fluctuation croissante des besoins de production, dans un contexte où les énergies renouvelables, fortement intermittentes, occupent une place croissante dans le système électrique français. Cette nouvelle technologie offre également de bonnes performances environnementales puisque les émissions de CO₂ seront en moyenne 10% inférieures à celles d'un CCG classique.

9.2.2.2.5 Installation du dôme de la tranche 1 de l'EPR de Taishan

Le 24 octobre 2011, la pose du dôme sur le bâtiment réacteur de la tranche 1 de l'EPR de Taishan en Chine a été réalisée avec succès. Cette opération, coordonnée par le maître d'ouvrage Taishan Nuclear Power Joint Venture Company (TNPJVC) – joint venture détenue à 70% par CGNPC et à 30% par EDF – est intervenue un peu plus de deux ans après le coulage du béton du radier du bâtiment réacteur.

9.2.2.3 Réactions des autorités à l'accident de Fukushima

Dans différents pays où le Groupe est présent, les autorités ont pris, suite à l'accident de Fukushima, des décisions relatives aux centrales nucléaires en exploitation et aux projets de nouvelles centrales.

9.2.2.3.1 Tests de résistance en France

Dans sa lettre du 23 mars 2011, le Premier Ministre a confié à l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) la réalisation d'évaluations complémentaires de sûreté (ECS) des installations nucléaires françaises. L'ASN, en vue

d'assurer la cohérence des actions entreprises au niveau national et au niveau européen, a présenté un cahier des charges pour ces évaluations le 9 mai 2011.

Parallèlement, EDF a décidé d'enrichir son organisation de crise – déjà prévue en cas de situation accidentelle – par un dispositif national capable d'apporter rapidement une aide matérielle et humaine à un site en grande difficulté. Ce dispositif, la Force d'action rapide nucléaire (FARN), est en cours d'élaboration, avec pour objectif un début de mise en œuvre visé en 2012.

Le 15 septembre 2011, EDF a remis à l'ASN ses 19 rapports d'évaluations complémentaires de sûreté pour ses sites nucléaires en exploitation et en construction. Ce réexamen approfondi de la conception des centrales a témoigné en premier lieu d'un bon niveau de sûreté sur l'ensemble du parc nucléaire d'EDF. Les groupes permanents d'experts de l'ASN ont été saisis pour donner leur avis sur les rapports des exploitants qu'ils ont examinés les 8, 9 et 10 novembre 2011, en se basant sur l'analyse de l'IRSN⁽¹⁾. L'ASN a souligné que les ECS ne montrent pas de lacunes significatives dans la définition du niveau des agressions externes considérées (séisme, inondation...).

Elle a également reconnu et approuvé la démarche proposée par EDF, tout particulièrement le dispositif de la FARN et le concept de « noyau dur » ; celui-ci sera constitué d'un nombre limité de structures, systèmes et composants de la centrale, robustes à des agressions allant au-delà du dimensionnement, et permettant de faire face aux situations étudiées dans le cadre des ECS.

Le 3 janvier 2012, l'ASN a rendu son rapport sur les ECS. À l'issue des ECS des installations nucléaires prioritaires, elle considère que les installations examinées présentent un niveau de sûreté suffisant pour qu'elle ne demande l'arrêt immédiat d'aucune d'entre elles. Dans le même temps, l'ASN considère que la poursuite de leur exploitation nécessite d'augmenter dans les meilleurs délais, au-delà des marges de sûreté dont elles disposent déjà, leur robustesse face à des situations extrêmes.

9.2.2.3.2 Tests de résistance au Royaume-Uni

Suite à la demande du Secrétaire d'État à l'Énergie, le *Chief Inspector of Nuclear Installations* a publié un rapport intermédiaire le 18 mai 2011, puis un rapport définitif le 11 octobre 2011 sur les conséquences de Fukushima sur l'industrie nucléaire britannique (rapport Weightman), qui ne remettent pas en cause le programme nucléaire au Royaume-Uni. Ce rapport demande à l'État britannique, au secteur et aux régulateurs d'étudier 38 domaines dans lesquels le Royaume-Uni pourrait tirer des leçons de la crise nucléaire japonaise. Il s'agit notamment : de la dépendance envers des infrastructures hors site comme l'offre électrique en cas d'événements extrêmes, des dispositifs de réponse d'urgence, de la conception des centrales, des risques d'inondation, de la planification des contrôles des installations nucléaires et de la définition des priorités en matière de contrôles de sûreté.

L'*Office for Nuclear Regulation* a appelé EDF Energy à participer aux tests de résistance, comme le veut la Commission européenne. Le 31 octobre 2011, EDF Energy a remis ses rapports à l'*Office for Nuclear Regulation*. Ceux-ci ont confirmé la robustesse du design du parc nucléaire britannique, même dans les scénarios les plus extrêmes. EDF Energy a identifié de nouveaux moyens d'accroître la sûreté, par exemple, en investissant dans des équipements de secours supplémentaires tels que des appareils

(1) Institut de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire.

de refroidissement, des appareils de contrôle et de commande d'urgence, qui permettront de garder le contrôle en cas d'événements extrêmes.

EDF Energy a également analysé le design du projet d'EPR d'Hinkley Point sur les mêmes critères et a réaffirmé que le design était sûr. Fin octobre, une demande d'autorisation de développement a été adressée à une commission indépendante (*Infrastructure Planning Commission*) qui l'a acceptée et rendue publique le 24 novembre.

9.2.2.3.3 Situation dans les autres pays

• Aux **États-Unis**, l'autorité de sûreté américaine (NRC) a adopté une démarche de retour d'expérience fondée sur la compréhension fine de l'accident de Fukushima. Elle a en préalable affirmé l'état sûr des réacteurs en exploitation aux États-Unis et écarté toute perspective de mise à l'arrêt en l'absence de nouveau risque avéré. De fait, les exploitants américains bénéficient des lignes de défense ajoutées après les attentats du 11 septembre 2001, qui leur confèrent une grande résistance aux problématiques d'agressions extérieures ou faisant suite aux examens IPEEE (*Individual Plant Examination for External Events*), conduits dans les années 1990 et ayant débouché sur des renforcements des installations, notamment face au risque sismique.

Début octobre 2011, sur le rapport d'un groupe d'expertise ad hoc, la NRC a défini huit priorités de court terme, à savoir la réévaluation du risque sismique et d'inondation, la mitigation du risque de perte des alimentations électriques, la mise à disposition d'éléments mobiles complémentaires sur les sites, la fiabilisation des lignes d'éventage des réacteurs à eau bouillante, l'amélioration de l'instrumentation des piscines de stockage de combustible usé, le renforcement des moyens de communication de l'organisation de crise et l'amélioration des procédures de gestion d'accidents graves. Au-delà de ces actions court terme, la NRC retient le besoin de renforcer la capacité d'appoint aux piscines de stockage du combustible usé, la capacité d'éventage des réacteurs à eau pressurisée, la capacité de filtration des lignes d'éventage des réacteurs à eau bouillante ou pressurisée et la maîtrise du risque Hydrogène et de procéder à l'analyse de la perte totale de la source froide.

Sur la base de ces orientations et en étroite concertation avec les autres exploitants, CENG a pu définir et engager la mise en œuvre dès le dernier trimestre 2011 d'un plan d'actions à trois ans. La NRC a engagé, à partir de décembre 2011, une concertation avec l'industrie américaine afin de définir, puis de diffuser avant mars 2012, les nouvelles exigences réglementaires en lien avec l'accident de Fukushima. La NRC affiche officiellement l'échéance de 2016 pour achever et mettre en œuvre les leçons tirées de l'accident de Fukushima.

- En **Belgique**, le 30 octobre 2011, lors des négociations relatives à la formation du nouveau gouvernement, les partis politiques belges se sont mis d'accord sur un plan de sortie du nucléaire civil. Le plan prévoit la fermeture d'ici à 2015 des trois plus anciens réacteurs, puis une fermeture des quatre autres réacteurs d'ici à 2025. La mise en œuvre du plan est néanmoins conditionnée à la disponibilité de sources d'énergies alternatives au nucléaire pour éviter toute pénurie.
- En **Suisse**, le conseil fédéral a annoncé, le 25 mai 2011, la sortie progressive du nucléaire civil en décidant de ne pas renouveler les centrales nucléaires en service et a opté pour leur arrêt définitif une fois que celles-ci auront atteint 50 ans, c'est-à-dire entre 2019 et 2034. En septembre 2011, le Conseil des États a adopté la proposition qui confirme cette décision.

- En **Chine**, les autorités ont décidé d'effectuer un audit de leurs centrales. Le Conseil d'État chinois a aussi décidé de geler les autorisations pour de nouveaux réacteurs nucléaires (en mai 2011, 26 réacteurs étaient en construction sur les 34 déjà autorisés).
- En **Italie**, dans le cadre du référendum organisé les 12 et 13 juin 2011, les électeurs ont voté en faveur de l'abrogation de la loi de juillet 2009 qui instaurait le retour du nucléaire dans la péninsule.

9.2.2.4 Environnement réglementaire

9.2.2.4.1 France

9.2.2.4.1.1 Loi NOME et mise en place de l'ARENH

La loi NOME (Nouvelle organisation du marché de l'électricité) a été promulguée le 7 décembre 2010. Ses premiers textes d'application ont été publiés en avril et mai 2011. Les principes essentiels de cette loi, qui vise à favoriser le développement de la concurrence sur le marché de l'électricité en France, sont les suivants :

- développement de la concurrence par l'accès temporaire jusqu'en 2025 des autres fournisseurs à une part (ne pouvant pas excéder 100 TWh hors pertes des gestionnaires de réseaux) de la production d'énergie nucléaire historique en base d'EDF. C'est le principe de l'Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique ou ARENH, dont le prix a été fixé par arrêté;
- contribution à la sécurité d'approvisionnement, qui imposera à chaque fournisseur de disposer à terme de capacités d'effacement de consommation ou de production suffisantes pour approvisionner tous leurs clients, notamment lors des pointes de consommation;
- maintien du tarif bleu pour les particuliers et les professionnels ; le mode de calcul du tarif sera modifié à partir de 2015 pour refléter les conditions de l'ARENH;
- suppression des tarifs jaunes et verts pour les entreprises fin 2015 ;
- report de cinq ans (jusqu'au 29 juin 2016) de l'échéance de constitution des actifs dédiés⁽¹⁾, sous réserve de la satisfaction de différents critères.

Le dispositif de l'ARENH est entré en vigueur au 1^{er} juillet 2011. Les premières livraisons d'ARENH allouées aux concurrents d'EDF représentent un volume annuel initial de 61,3 TWh. Celui-ci ne peut excéder 100 TWh par an, augmentés à partir d'août 2013 des quantités cédées aux gestionnaires de réseau en compensation des pertes techniques.

Les arrêtés ont fixé le prix de l'ARENH à 40 €/MWh pour le second semestre 2011 et à 42 €/MWh à partir du 1^{er} janvier 2012 pour le premier semestre 2012. Le prix devra ensuite évoluer vers le coût complet de production du parc nucléaire existant, en application d'un décret à venir précisant les coûts constitutifs de l'ARENH.

Le dispositif d'obligation de capacités devrait démarrer à l'horizon 2015.

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 EDF. Cette taxe est collectée directement auprès du consommateur final et s'applique à la consommation électrique. Elle a augmenté de 3 €/MWh au 1^{er} janvier 2011 pour s'établir à 7,5 €/MWh jusqu'au 30 juillet 2011. La loi de finances rectificative 2011 a fixé le montant de la CSPE à 9 €/MWh du 31 juillet 2011 au 30 juin 2012, puis à 10,5 €/MWh à partir du 1^{er} juillet 2012.

(1) Actifs constitués, conformément à la loi du 28 juin 2006, pour couvrir certains engagements nucléaires de long terme du groupe EDF

9. Examen de la situation financière et du résultat

Éléments de conjoncture et événements de l'année 2011

Depuis 2007, les recettes ne compensent pas les charges qui augmentent régulièrement, principalement du fait de la hausse de production de l'énergie éolienne et solaire bénéficiant d'obligations d'achat. Le déficit du mécanisme, porté seulement par EDF, engendre au 31 décembre 2011 un produit à recevoir de 3 821 millions d'euros après déduction des recettes de CSPE facturées ; il engendre également une dette au titre de la CSPE sur l'énergie livrée non encore facturée de 579 millions d'euros.

Le montant unitaire proposé par la CRE pour 2012 pour couvrir les charges estimées de l'exercice 2012 et la régularisation au titre de 2010 est de 13,7 €/MWh.

Par ailleurs, afin de maîtriser les charges couvertes par la CSPE et notamment la hausse importante des coûts de rachat de l'électricité d'origine photovoltaïque, un décret du 9 décembre 2010 a suspendu pour une durée de trois mois l'obligation d'achat d'électricité photovoltaïque pour les nouveaux projets, à l'exception de ceux inférieurs à 3 kW. À l'issue du moratoire photovoltaïque, le 9 mars 2011, de nouvelles règles de régulation de la filière photovoltaïque sont entrées en vigueur, fixant des quotas pour les nouveaux projets et abaissant le tarif de rachat. Le tarif de rachat de l'électricité d'origine photovoltaïque est recalculé tous les trimestres. Il a baissé le 1^{er} juillet, puis le 1^{er} octobre 2011.

En juillet 2011, la CRE a publié l'appel d'offres pour l'installation d'éoliennes en mer. Les surcoûts de production des installations par rapport aux prix de marché seront intégrés aux charges CSPE.

En octobre 2011, un décret du ministère de l'Énergie a été déposé afin que les tarifs sociaux d'électricité, financés par la CSPE, soient automatisés en 2012. En effet, près de 1,5 million de ménages français sont en situation de précarité énergétique et devraient en bénéficier, alors que seulement 600 000 d'entre eux y ont souscrit.

9.2.2.4.2 Royaume-Uni

9.2.2.4.2.1 Mise en place d'un *carbon price floor*

Le 24 mars 2011, le gouvernement britannique a annoncé la mise en place d'un prix plancher du carbone (*carbon price floor*), une des conditions nécessaires au déploiement des énergies bas carbone comme le nucléaire.

Le prix plancher a été fixé à 16 £/t par la loi de finances 2011, pour une mise en application le 1^{er} avril 2013. Il devrait atteindre 30 £/t en 2020 et 70 £/t en cible long terme à 2030 (chiffres exprimés en £₂₀₀₉). Cette taxe devrait avoir pour effet de favoriser le développement de nouvelles sources d'énergies décarbonées au Royaume-Uni.

9.2.2.4.2.2 Le Parlement britannique ratifie le programme de construction de nouvelles centrales nucléaires

Le Parlement britannique a voté le 18 juillet 2011 la Déclaration Nationale de Politique Nucléaire (*National Policy Statement for Nuclear Power Generation*), ratifiant ainsi le programme de construction de nouvelles centrales nucléaires au Royaume-Uni. Ce vote du Parlement entérine la décision du gouvernement de recourir à l'énergie nucléaire pour répondre aux besoins croissants du Royaume-Uni en capacités de production d'électricité bas carbone.

Le Parlement a également confirmé la liste des sites habilités à accueillir de nouvelles centrales nucléaires, parmi lesquels figurent Hinkley Point et Sizewell, les deux sites prioritaires identifiés par EDF pour la construction de ses futures centrales.

Ce vote constitue une avancée majeure pour le développement du nouveau nucléaire au Royaume-Uni et pour le groupe EDF. Il fait notamment suite à l'annonce du gouvernement britannique, le 12 juillet 2011, qui a confirmé sa décision de réformer le marché de l'électricité en Grande-Bretagne.

9.2.2.4.3 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 sur proposition du régulateur et non plus par accord de gré à gré entre fournisseurs et clients. Cet amendement affecte en particulier la filiale hongroise d'EDF BE ZRT.

Examen de la situation financière et du résultat .9

Analyse de l'activité et du compte de résultat consolidé pour 2011 et 2010

9.3 Analyse de l'activité et du compte de résultat consolidé pour 2011 et 2010

La présentation et les commentaires du compte de résultat consolidé pour 2010 et 2011 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.

Pour rappel, la croissance organique est mesurée par rapport aux données 2010 ajustées.

(en millions d'euros)	2011	2010 ajusté ⁽¹⁾	2010 retraité ⁽²⁾
Chiffre d'affaires	65 307	63 922	65 320
Achats de combustible et d'énergie	(30 195)	(29 378)	(26 176)
Autres consommations externes	(9 931)	(9 890)	(10 582)
Charges de personnel	(10 917)	(10 418)	(11 422)
Impôts et taxes	(3 101)	(2 750)	(3 227)
Autres produits et charges opérationnels	3 661	3 050	3 090
Prolongation du TaRTAM – lois du 7 juin et du 7 décembre 2010	-	(380)	(380)
Excédent brut d'exploitation (EBE)	14 824	14 156	16 623
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading	(116)	15	15
Dotations aux amortissements	(6 285)	(6 434)	(7 426)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(221)	(428)	(428)
(Pertes de valeur)/reprises	(640)	(1 743)	(1 743)
Autres produits et charges d'exploitation	724	(848)	(801)
Résultat d'exploitation	8 286	4 718	6 240
Résultat financier	(3 780)	(3 896)	(4 426)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	4 506	822	1 814
Impôts sur les résultats	(1 305)	(682)	(1 079)
Quote-part de résultat net des entreprises associées	45	504	134
Résultat net des activités en cours de cession	-	-	380
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ	3 246	644	1 249
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	236	235	229
DONT RÉSULTAT NET PART DU GROUPE	3 010	409	1 020
Résultat net par action (en euros)	1,63	0,22	0,55
Résultat net dilué par action (en euros)	1,63	0,22	0,55

(1) Données 2010 à périmètre comparable 2011 : hors EnBW, les réseaux et la centrale d'Eggborough au Royaume-Uni et avec la mise en équivalence de RTE.

(2) Données 2010 retraitées conformément aux principes comptables (cf. chapitre 9.1).

9.3.1 Chiffre d'affaires

Un chiffre d'affaires consolidé en progression de 2,2% et en croissance organique de 2,7%.

9.3.1.1 Évolution du chiffre d'affaires Groupe

(en millions d'euros)	2011	2010 ajusté	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	65 307	63 922	1 385	+2,2	+2,7

Le chiffre d'affaires s'élève à 65 307 millions d'euros en 2011, en croissance de 1 385 millions d'euros (+2,2%). Hors effets de change (-302 millions d'euros) résultant principalement de la dépréciation de la livre sterling face à l'euro et hors effets de périmètre (-37 millions d'euros), la croissance organique est de +2,7%.

9. Examen de la situation financière et du résultat

Analyse de l'activité et du compte de résultat consolidé pour 2011 et 2010

9.3.1.2 Évolution du chiffre d'affaires par segment

(en millions d'euros)	2011	2010 ajusté	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
France	37 171	35 951	1 220	+3,4	+3,4
Royaume-Uni	8 568	9 496	(928)	-9,8	-8,0
Italie	6 552	5 647	905	+16,0	+17,5
Autre international	7 501	7 033	468	+6,7	+8,9
Autres activités	5 515	5 795	(280)	-4,8	-5,8
Total hors France	28 136	27 971	165	+0,6	+1,8
CHIFFRE D'AFFAIRES DU GROUPE	65 307	63 922	1 385	+2,2	+2,7

En 2011, le chiffre d'affaires réalisé hors de France représente 43,1 % du chiffre d'affaires consolidé du Groupe contre 43,8% en 2010 ajusté.

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 37 171 millions d'euros, en croissance organique de 3,4% par rapport à 2010 ajusté.

En dépit d'un effet climat fortement négatif (-1 866 millions d'euros) qui a pénalisé les ventes aux clients finals, le chiffre d'affaires progresse du fait d'effets prix et tarifs positifs à hauteur de 1 351 millions d'euros; ceux-ci résultent de hausses tarifaires effectives au 15 août 2010 et au 1^{er} juillet 2011 et de prix de marché spot légèrement supérieurs en moyenne à ceux de 2010 (+1,4 €/MWh). Le reste de cette progression s'explique essentiellement par une hausse des volumes vendus dans le cadre du dispositif ARENH et sur les marchés de gros du fait d'un équilibre offre-demande favorable.

Au 31 décembre 2011, la part de marché électricité sur l'ensemble des clients finals est de 80,2 %, en retrait de 3,2 points par rapport à fin 2010. La part de marché gaz naturel s'élève à 3,6 %, en retrait de 0,4 point par rapport à fin 2010.

Ventilation du chiffre d'affaires du segment France entre activités non régulées⁽¹⁾, activités de réseaux⁽²⁾ et activités insulaires⁽³⁾

(en millions d'euros)	2011	2010 ajusté	Variation en valeur	Variation en %
Chiffre d'affaires	37 171	35 951	1 220	+3,4
Activités non régulées	35 270	34 197	1 073	+3,1
Activités réseaux (ERDF)	12 254	12 182	72	+0,6
Activités insulaires	862	833	29	+3,5
Éliminations	(11 215)	(11 261)	46	-0,4

La hausse de 3,1 % du **chiffre d'affaires des activités non régulées** s'explique principalement par l'impact favorable des hausses tarifaires 2010 et 2011.

Le **chiffre d'affaires des activités réseaux** augmente légèrement de 0,6 % sous l'effet des hausses tarifaires, malgré les moindres volumes acheminés du fait d'un hiver 2011 moins rigoureux qu'en 2010.

Bilan électrique

La production nucléaire s'établit en 2011 à 421,1 TWh contre 407,9 TWh en 2010, soit +13,2 TWh. Cette amélioration, en dépit de neuf visites décennales – contre cinq en 2010 –, s'explique par la très bonne disponibilité du parc due notamment à la forte réduction du nombre d'arrêts fortuits. Le coefficient de disponibilité s'établit quant à lui à 80,7 % en 2011, en croissance de 2,2 points par rapport à 2010.

La production hydraulique s'élève à 26,8 TWh, en net recul par rapport à 2010 (-12 TWh) du fait d'une hydraulité défavorable (voir conditions climatiques en section 9.2.1.4).

La production thermique à flamme s'élève à 11,8 TWh, soit -5,1 TWh par rapport à 2010. Cette évolution est essentiellement liée à une différence entre les prix de l'électricité et les prix des combustibles fossiles moins favorable à la production thermique à flamme, du fait d'un équilibre entre l'offre et la demande moins tendu dans un contexte de climat plus doux. Le parc thermique à flamme a également été moins sollicité du fait de la bonne disponibilité du parc nucléaire.

Les volumes vendus aux clients finals (y compris à Eurodif et aux entreprises locales de distribution) sont en recul de -40,5 TWh, dont -26,4 TWh liés au différentiel de températures; contrairement à 2011 qui a connu

(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 en 2011, depuis la mise en équivalence de l'activité Transport à compter du 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).

des températures très clémentes, l'année 2010 avait été marquée par des températures très basses.

Par ailleurs, la fourniture d'électricité en application de la loi NOME au second semestre 2011 a représenté un volume de 30,8 TWh.

En 2011, EDF a été acheteur net de 7,3 TWh sur les marchés de gros, ce qui représente une diminution de 11,2 TWh des volumes nets achetés.

9.3.1.2.2 Royaume-Uni

Depuis la cession des activités de Réseaux au groupe CKI le 29 octobre 2010, **EDF Energy** se compose de trois branches opérationnelles : les activités Approvisionnements en énergies et Ventes aux clients, la branche Production Nucléaire et le développement du Nouveau Nucléaire au Royaume-Uni.

Le chiffre d'affaires du segment s'élève à 8 568 millions d'euros en 2011, en baisse de 9,8 % par rapport à 2010 ajusté et en diminution organique de 8,0 %. L'effet change défavorable (-166 millions d'euros) est lié à la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro entre 2010 et 2011.

L'année 2011 est marquée par une baisse des volumes vendus, partiellement compensée par des effets prix favorables.

La baisse des volumes concerne principalement les ventes d'électricité aux entreprises, qui subissent une pression concurrentielle accrue. Sur les ventes aux clients résidentiels, les volumes sont aussi en diminution principalement dans le gaz, en raison d'un effet climatique défavorable lié à des températures plus douces lors des premier et dernier trimestres 2011.

La hausse globale des tarifs a eu un impact favorable sur le chiffre d'affaires, notamment les augmentations du 1^{er} octobre 2010 (+2,6 % sur l'électricité), du 2 mars 2011 (+7,5 % sur l'électricité et +6,5 % sur le gaz) et dans une moindre mesure du 10 novembre 2011 (+4,5 % sur l'électricité et +15,4 % sur le gaz), plus faible et plus tardive que celle des concurrents.

9.3.1.2.3 Italie

La contribution de l'**Italie** ⁽¹⁾ au chiffre d'affaires du Groupe est de 6 552 millions d'euros, en progression de 16,0 % et en croissance organique de 17,5 %.

Le chiffre d'affaires d'Edison progresse de 893 millions d'euros, soit +17,3 % (+19,0 % en croissance organique), tiré par l'activité électricité qui bénéficie d'un effet prix positif et d'un effet volume globalement favorable grâce aux marchés de gros et ce en dépit d'une baisse des volumes vendus aux clients finals. Dans l'activité hydrocarbures, la hausse des volumes vendus sur le marché de gros et thermique s'accompagne d'une hausse du prix des matières premières.

Le chiffre d'affaires de Fenice est en hausse de 11 millions d'euros, soit 2,3 % (évolution organique de +1,3 %), en raison notamment du démarrage des nouvelles cogénérations en Italie et du développement des filiales à l'étranger. Cette hausse est partiellement compensée par le ralentissement des ventes sur le périmètre Fiat.

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).

(1) Groupes Edison et Fenice.

(2) Passage d'intégration globale à intégration proportionnelle en février 2011 consécutif à la finalisation de la cession d'EnBW.

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

La contribution du segment au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 7 501 millions d'euros en 2011, en augmentation de 468 millions d'euros par rapport à 2010 ajusté, soit +6,7 %.

Les effets de change entre 2010 ajusté et 2011 s'élèvent à -107 millions d'euros. Les effets périmètre du segment sont essentiellement liés aux changements de méthode de consolidation des filiales polonaises Zielona Gora et Kogeneracja⁽²⁾. Hors effets de périmètre et de change, le chiffre d'affaires est en hausse organique de 8,9 % par rapport à 2010 ajusté.

Cette progression provient pour l'essentiel de la Belgique et, dans une moindre mesure, de l'Autriche et du Brésil. En revanche, le chiffre d'affaires est en diminution en Hongrie.

En **Belgique**, le chiffre d'affaires de 3 595 millions d'euros présente une croissance organique de +17,7 % qui résulte principalement de la hausse des ventes d'optimisation court terme électricité et gaz et dans une moindre mesure de la croissance des volumes d'électricité vendus aux clients finals associée à un effet prix favorable. En revanche, le chiffre d'affaires sur l'activité de commercialisation de gaz est en légère baisse, la diminution des volumes vendus liée au climat n'étant que partiellement compensée par les hausses de tarifs.

En **Autriche**, le chiffre d'affaires de 417 millions d'euros présente une croissance organique de +36,7 % qui reflète la hausse des volumes d'électricité vendus en raison d'un hiver froid début 2011 et d'une reprise de l'activité des clients industriels.

Le chiffre d'affaires du **Brésil** présente une hausse organique de 17,2 % qui résulte d'une hausse des prix contractuels et d'un bon niveau des ventes à l'exportation notamment vers l'Argentine.

En revanche, en **Hongrie**, le chiffre d'affaires de 684 millions d'euros est en diminution organique de 9,4 % en raison principalement de la baisse des volumes vendus par EDF Demasz sur le marché de gros et à la baisse des prix d'électricité commercialisée aux clients éligibles associée à une baisse des coûts d'achat.

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 5 515 millions d'euros en 2011, en diminution de 280 millions d'euros (-4,8 %) et en diminution organique de 5,8 % par rapport à 2010 ajusté.

La contribution d'**EDF Énergies Nouvelles** au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 1 214 millions d'euros, en recul organique de 16,0 % par rapport à 2010 ajusté. En effet, après une année 2010 exceptionnelle, l'activité Développement-Vente d'Actifs Structurés a retrouvé un niveau d'activité comparable aux années antérieures. L'activité Production, cœur de métier d'EDF Énergies Nouvelles, a enregistré une forte croissance de 24 % par rapport à 2010 ajusté.

Le chiffre d'affaires d'**EDF Trading** ⁽³⁾ est en croissance organique de 5,6 % par rapport à 2010 ajusté, essentiellement grâce à des opérations d'optimisation court terme des positions d'EDF en France.

9. Examen de la situation financière et du résultat

Analyse de l'activité et du compte de résultat consolidé pour 2011 et 2010

Le chiffre d'affaires contributif de **Dalkia** est en diminution organique de 74 millions d'euros (-3,2%), principalement en raison de la baisse constatée sur les activités solaires en Espagne et en Italie.

9.3.2 Excédent Brut d'Exploitation (EBE)

Un EBE en augmentation de 4,7% et en croissance organique de 5,4%. Hors impact lié à la régularisation du dispositif TaRTAM sur le premier semestre 2011 (-170 millions d'euros⁽¹⁾), la croissance organique de l'EBE ressort à 6,6%, supérieure aux objectifs présentés en juillet 2011.

	2011	2010 ajusté	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
<i>(en millions d'euros)</i>					
Chiffre d'affaires	65 307	63 922	1 385	+2,2	+2,7
Achats de combustible et d'énergie	(30 195)	(29 378)	(817)	+2,8	+3,7
Autres consommations externes	(9 931)	(9 890)	(41)	+0,4	-0,2
Charges de personnel	(10 917)	(10 418)	(499)	+4,8	+5,1
Impôts et taxes	(3 101)	(2 750)	(351)	+12,8	+12,9
Autres produits et charges opérationnels	3 661	3 050	611	+20,0	+20,4
Prolongation du TaRTAM – lois du 7 juin et du 7 décembre 2010	-	(380)	380	n.a.	n.a.
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION (EBE)	14 824	14 156	668	+4,7	+5,4

n.a. = non applicable.

9.3.2.1 Évolution et analyse de l'EBE Groupe

L'**excédent brut d'exploitation** consolidé du Groupe s'élève à 14 824 millions d'euros en 2011, en augmentation de 4,7% par rapport à 2010 ajusté et en croissance organique de 5,4%. Les effets de change de -73 millions d'euros résultent principalement de la variation défavorable de la livre sterling par rapport à l'euro.

Les **achats de combustible et d'énergie** du Groupe s'établissent à 30 195 millions d'euros en 2011, en augmentation de 817 millions d'euros par rapport à 2010 ajusté (+2,8%) et en croissance organique de 3,7%. En **France**, la hausse organique de 5,4% s'explique essentiellement par l'accroissement des obligations d'achats. En **Italie**, la hausse organique de 24,1% provient à la fois des achats de gaz naturel et d'électricité. Sur le segment **Autre international**, la hausse organique de 13,4% est liée principalement à la hausse des volumes vendus en Belgique et à des effets prix des combustibles et du coût du CO₂ en Pologne. En revanche, les achats de combustible et d'énergie au **Royaume-Uni** sont en décroissance organique de 19,0%, compte tenu de l'évolution défavorable des volumes de ventes conjuguée à la hausse de la production nucléaire.

Les **autres consommations externes** du Groupe s'élèvent à 9 931 millions d'euros et sont stables par rapport à 2010 ajusté (+0,4%). La variation organique est de -0,2%. Cette évolution s'explique principalement par la diminution des autres consommations externes chez EDF Énergies Nouvelles, en lien avec la baisse du chiffre d'affaires. Cette diminution est compensée par l'évolution défavorable localisée essentiellement en **France**, où la hausse organique de 2,8% s'explique essentiellement par l'augmentation des coûts de maintenance sur le parc de production nucléaire.

Les **charges de personnel** du Groupe s'établissent à 10 917 millions d'euros, en augmentation de 499 millions d'euros par rapport à 2010

ajusté (+4,8%). La variation organique est de +5,1%. Cette variation concerne essentiellement la **France**, où les charges de personnel s'élèvent à 8 147 millions d'euros, en croissance organique de 5,6% par rapport à 2010 ajusté compte tenu de l'augmentation des effectifs, des mesures salariales et des charges relatives aux engagements de retraite.

Les **impôts et taxes** s'établissent à 3 101 millions d'euros en 2011, en augmentation de 351 millions d'euros par rapport à 2010 ajusté, soit 12,8% (+12,9% en croissance organique), principalement en **France**.

Les **autres produits et charges opérationnels** correspondent à un produit net de 3 661 millions d'euros en 2011, en augmentation de 611 millions d'euros par rapport à 2010 ajusté et en variation organique de +20,4%. En **France**, la hausse organique des autres produits et charges opérationnels de 562 millions d'euros s'explique principalement par la hausse des recettes de CSPE. Au **Royaume-Uni**, les autres produits et charges opérationnels diminuent en organique de 172 millions d'euros compte tenu de l'effet défavorable de la valorisation à la juste valeur de différents éléments, notamment des contrats de vente d'électricité, effectuée lors de l'acquisition de British Energy. Cet effet est néanmoins partiellement compensé par des éléments favorables, notamment des plus-values de cession, sans équivalent en 2010 ajusté. En **Italie**, la diminution s'explique principalement par l'indemnité pour résiliation anticipée du régime de certaines centrales CIP6 comptabilisée par Edison en 2010. Sur le segment **Autres activités**, la hausse organique de 168 millions d'euros est liée à la comptabilisation de différentes plus-values de cession.

Une dotation nette aux provisions de 380 millions d'euros avait été comptabilisée sur une ligne spécifique en 2010 au titre de la **prolongation du TaRTAM** (lois du 7 juin et du 7 décembre 2010).

(1) Montant net de refacturations aux partenaires.

9.3.2.2 Évolution et analyse de l'EBE par segment

(en millions d'euros)	2011	2010 ajusté	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
France	9 111	8 599	512	+6,0	+6,3
Royaume-Uni	1 912	1 790	122	+6,8	+8,5
Italie	592	801	(209)	-26,1	-25,2
Autre international	1 280	1 084	196	+18,1	+19,5
Autres activités	1 929	1 882	47	+2,5	+3,3
Total hors France	5 713	5 557	156	+2,8	+4,0
EBE GROUPE	14 824	14 156	668	+4,7	+5,4

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 9 111 millions d'euros, en augmentation de 6,0% par rapport à 2010 ajusté, et en hausse

organique de 6,3%. Cette contribution représente 61,5% de l'EBE du Groupe en 2011 contre 60,7% en 2010 ajusté. La croissance de l'EBE du segment France reflète une progression de la marge brute supérieure à celle des charges d'exploitation (+4,7%).

Ventilation⁽¹⁾ de l'EBE du segment France entre activités non régulées, activités réseaux et activités insulaires

(en millions d'euros)	2011	2010 ajusté	Variation en valeur	Variation en %
EBE	9 111	8 599	512	+6,0
Activités non régulées	6 056	5 905	151	+2,6
Activités réseaux	2 795	2 475	320	+12,9
Activités insulaires	260	219	41	+18,7

Malgré une hydraulicité très défavorable (-582 millions d'euros) et des coûts de maintenance du parc nucléaire en hausse, l'EBE des activités non régulées est en légère croissance entre 2010 et 2011 (+2,6%) du fait des hausses de tarifs réglementés (+490 millions d'euros) et de l'augmentation de la production nucléaire (+587 millions d'euros).

L'année 2011 est marquée par la fin du dispositif TaRTAM (au 30 juin 2011) et la mise en œuvre des livraisons ARENH à hauteur de 30,8 TWh, décrite au § 9.2.2.4.1.1. Cette fourniture d'énergie complémentaire contraint EDF, en fonction de l'équilibre offre-demande, soit à réduire ses ventes sur le marché, soit à acheter ces volumes sur le marché. Le prix de vente ARENH étant inférieur aux prix de marché, ce dispositif a un impact négatif sur les comptes d'EDF en 2011.

L'EBE des activités réseaux est en progression de 12,9%, malgré la diminution des volumes acheminés (effet du climat de 2010), du fait des hausses du TURPE et de la diminution des achats des pertes réseau.

L'EBE des activités insulaires est en augmentation de 41 millions d'euros (+18,7%) du fait de la hausse des tarifs et de l'augmentation des compensations au titre de la CSPE.

9.3.2.2.2 Royaume-Uni

La contribution du Royaume-Uni à l'EBE du Groupe est de 1 912 millions d'euros en 2011, en hausse de 6,8% par rapport à 2010 ajusté et en croissance organique de 8,5%. L'effet change défavorable (-31 millions d'euros) est lié à la dépréciation de la livre sterling face à l'euro entre 2010 et 2011.

La performance opérationnelle se caractérise par une production nucléaire de 55,8 TWh en 2011, en augmentation de 7,5 TWh (+15,5%) en raison d'une meilleure performance du parc en 2011 et d'arrêts fortuits qui avaient affecté l'année 2010, essentiellement sur Sizewell B.

De ce fait, la baisse du chiffre d'affaires mentionnée au paragraphe 9.3.1.2.2 est plus que compensée par la diminution des achats d'énergie. L'EBE du Royaume-Uni bénéficie de l'évolution des prix sur le marché de gros. Il subit néanmoins un effet défavorable lié à la valorisation à la juste valeur de différents éléments, notamment des contrats de vente d'électricité, effectuée lors de l'acquisition de British Energy.

9.3.2.2.3 Italie

La contribution du segment **Italie** à l'EBE du Groupe s'élève à 592 millions d'euros, en recul de 26,1% (-25,2% en organique).

La contribution d'**Edison** à l'EBE du Groupe s'établit à 480 millions d'euros en 2011 contre 693 millions d'euros en 2010 ajusté, en baisse organique de 206 millions d'euros, soit -29,7%.

L'EBE de l'activité électricité est en baisse sous l'effet conjugué de la résiliation anticipée fin 2010 et de l'expiration à leur terme du régime des subventions CIP6 de certaines centrales ainsi que de la contraction des marges. Le segment électrique bénéficie néanmoins de la contribution positive des activités renouvelables et des activités à l'étranger.

(1) Ventilation explicitée dans la partie 9.3.1.2.1 de ce rapport.

9. Examen de la situation financière et du résultat

Analyse de l'activité et du compte de résultat consolidé pour 2011 et 2010

La contribution des activités hydrocarbures à l'EBE est en net recul par rapport à 2010 ajusté, malgré la progression de l'Exploration-Production. Ces activités ont été fortement pénalisées par la baisse des marges gaz sur les clients finals résultant d'une part d'une pression sur les prix de vente liée à un environnement fortement concurrentiel et d'autre part du coût d'approvisionnement sur les contrats long terme pour lesquels les négociations et les procédures d'arbitrage engagées se poursuivent. Toutefois, les renégociations des contrats d'importation de gaz norvégien en février 2011 et russe en juillet 2011, dont les impacts 2011 s'élèvent respectivement à 26 et 101 millions d'euros, ont permis de limiter la contraction des marges.

La contribution de **Fenice** à l'EBE du Groupe est en croissance organique de 2 millions d'euros entre 2011 et 2010 ajusté.

9.3.2.2.4 Autre international

L'EBE du segment **Autre international** s'élève à 1 280 millions d'euros en 2011, en augmentation de 18,1 % par rapport à 2010 ajusté et en croissance organique de 19,5 %.

L'EBE de la **Belgique**, en croissance organique de 74,4 %, reflète une progression des volumes vendus d'électricité ainsi qu'une amélioration des marges électricité et gaz.

Le **Brésil** enregistre une croissance organique de 22,6 % de son EBE liée notamment à l'effet favorable des ventes à l'exportation.

L'EBE en **Pologne** enregistre une croissance organique de 10,5 %. Cette hausse inclut notamment un résultat de déconsolidation de Zielona Gora et Kogeneracja partiellement compensé par une baisse des marges. Celle-ci s'explique par la hausse des prix d'achat du charbon et du combustible biomasse ainsi que par de moindres ventes de chaleur en raison d'un climat plus doux qu'en 2010.

9.3.3 Résultat d'exploitation

Un résultat d'exploitation en augmentation de 75,6 %.

(en millions d'euros)	2011	2010 ajusté	Variation en valeur	Variation en %
EBE	14 824	14 156	668	+ 4,7
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières, hors activités de trading	(116)	15	(131)	n.a.
Dotations aux amortissements	(6 285)	(6 434)	149	-2,3
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(221)	(428)	207	-48,4
(Pertes de valeur)/reprises	(640)	(1 743)	1 103	-63,3
Autres produits et charges d'exploitation	724	(848)	1 572	n.a.
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	8 286	4 718	3 568	+ 75,6

n.a. = non applicable.

En **Hongrie**, l'EBE est en décroissance organique (-14,3 %), en particulier chez BE ZRt dont les marges sont en baisse suite à une évolution du contexte réglementaire.

Aux **États-Unis**, l'EBE est en forte décroissance (-28,0 %) par rapport à 2010 ajusté. La décroissance organique de l'EBE s'élève à -16,7 % et s'explique par l'impact défavorable des arrêts fortuits chez CENG, ainsi que par le changement de statut du projet de nouveau nucléaire Calvert Cliffs 3 d'UniStar. En effet, sa requalification en phase de pré-développement a entraîné l'enregistrement de ses dépenses en charges et non plus en immobilisations (cf. § 9.4.1.2).

9.3.2.2.5 Autres activités

Les **Autres activités** contribuent à l'EBE du Groupe à hauteur de 1 929 millions d'euros, en augmentation de 47 millions par rapport à 2010 ajusté et en croissance organique de 3,3 %.

La contribution d'**EDF Énergies Nouvelles** à l'EBE du Groupe s'élève à 540 millions d'euros⁽¹⁾, en progression organique de 17,4 % par rapport à 2010 ajusté. Cette hausse s'explique principalement par la croissance de l'activité Production éolienne et solaire.

L'EBE d'**EDF Trading** est en croissance organique de 7,2 % par rapport à 2010 ajusté, en lien avec la hausse du chiffre d'affaires⁽²⁾.

L'EBE de **Dalkia** est en décroissance organique de 124 millions d'euros soit -34,4 %, principalement du fait de la plus-value de la cession d'Usti en République tchèque enregistrée en 2010, ainsi que par de moindres résultats, notamment en Italie.

(1) 560 millions d'euros aux bornes d'EDF Énergies Nouvelles, avant ajustements de consolidation du groupe EDF.

(2) Le chiffre d'affaires d'EDF Trading est constitué de sa marge de trading.

Le **résultat d'exploitation** consolidé du Groupe s'élève à 8 286 millions d'euros en 2011, en augmentation de 3 568 millions d'euros par rapport à 2010 ajusté, ce qui s'explique principalement par l'évolution des pertes de valeur (constatées en 2010 essentiellement sur les États-Unis et le Royaume-Uni, et en 2011 chez Edison et Dalkia) et des autres produits et charges d'exploitation (provision pour risques sur les activités italiennes du Groupe en 2010, évolution des provisions pour renouvellement des immobilisations en concession chez ERDF et plus-value de cession EnBW en 2011).

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 15 millions d'euros en 2010 ajusté à -116 millions d'euros en 2011. Les évolutions négatives, principalement localisées dans le segment **Autre international** (Belgique) et en **France** sont partiellement compensées par l'évolution positive au **Royaume-Uni**.

9.3.3.2 Dotations aux amortissements

Les dotations aux amortissements sont en légère diminution par rapport à 2010 ajusté (-2,3%).

Le **Royaume-Uni** tout comme l'**Italie** enregistrent de moindres charges d'amortissements en 2011 : le premier essentiellement en raison de l'extension des durées de vie des centrales de Heysham 1 et Hartlepool accordée par le *Nuclear Installations Inspectorate* (NII)⁽¹⁾ en 2010, la seconde du fait des dépréciations passées en 2010 sur certains actifs thermiques.

La **France** a enregistré une hausse des dotations aux amortissements (+177 millions d'euros), liée aux nouveaux investissements. De même, chez EDF Énergies Nouvelles, les mises en service du parc de production conduisent à une hausse des dotations aux amortissements de 34 millions d'euros.

9.3.4 Résultat financier

(en millions d'euros)	2011	2010 ajusté	Variation en valeur	Variation en %
Coût de l'endettement financier brut	(2 271)	(2 424)	153	-6,3
Effet de l'actualisation	(3 064)	(2 971)	(93)	+3,1
Autres produits et charges financiers	1 555	1 499	56	+3,7
RÉSULTAT FINANCIER	(3 780)	(3 896)	116	-3,0

9.3.3.3 Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession

La diminution de 207 millions d'euros des **dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession** en 2011 par rapport à 2010 est attribuable à ERDF et liée à la réduction de l'assiette des biens renouvelables pendant la durée des concessions.

9.3.3.4 Pertes de valeur/reprises

En 2010, les pertes de valeur comptabilisées pour 1 743 millions d'euros concernaient essentiellement les États-Unis, le Royaume-Uni et dans une moindre mesure les segments **Autres activités** et **Italie**.

En 2011, les pertes de valeur constatées pour 640 millions d'euros concernent 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.

Ces pertes de valeur sur le segment **Autres activités** concernent Dalkia pour 151 millions d'euros, sur ses activités en Italie et dans une moindre mesure en Espagne. Elles s'élèvent à 78 millions d'euros chez EDF Énergies Nouvelles, notamment en France sur l'activité photovoltaïque qui a subi l'évolution de la réglementation française en matière d'énergie solaire depuis fin 2010.

9.3.3.5 Autres produits et charges d'exploitation

Les autres produits et charges d'exploitation présentent un produit net de 724 millions d'euros en 2011 contre une charge nette de 848 millions d'euros en 2010 ajusté.

En 2010, ils incluaient notamment une dotation à une provision pour risques relative aux activités en Italie pour 750 millions d'euros.

En 2011, ils comprennent essentiellement 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 276 millions d'euros.

(1) Autorité de sûreté nucléaire britannique, intégrée depuis le 1^{er} avril 2011 à l'Office for Nuclear Regulation (ONR).

9. Examen de la situation financière et du résultat

Analyse de l'activité et du compte de résultat consolidé pour 2011 et 2010

Le résultat financier représente une charge de 3 780 millions d'euros en 2011, en baisse de 116 millions d'euros par rapport à 2010 ajusté. Cette évolution s'explique par :

- une baisse des charges d'intérêts (- 6,3 %) due à des actions d'optimisation de la structure de la dette brute ;
- une augmentation des charges d'actualisation de 93 millions d'euros provenant essentiellement de la France ;
- une hausse des autres produits et charges financiers liée notamment à l'optimisation de la trésorerie et des actifs liquides.

9.3.5 Impôts sur les résultats

L'impôt sur les résultats s'élève à 1 305 millions d'euros en 2011, correspondant à un taux effectif d'impôt de 29,0 % (charge de 682 millions d'euros correspondant à un taux effectif d'impôt de 83,0 % en 2010 ajusté).

La diminution du taux effectif d'impôt s'explique principalement par la comptabilisation en 2010 des pertes de valeur aux États-Unis et au Royaume-Uni et de la provision pour risques sur le secteur Italie. Retraité de cette provision et des pertes de valeur comptabilisées en 2010 et 2011, le taux effectif d'impôt est stable (26,6 % en 2011 contre 26,4 % en 2010 ajusté).

9.3.6 Quote-part de résultat des entreprises associées

Le Groupe enregistre un produit de 45 millions d'euros en 2011, contre un produit de 504 millions d'euros en 2010 ajusté. Cette diminution s'explique essentiellement par la comptabilisation d'une perte de valeur chez Alpiq pour 320 millions d'euros, ainsi que par la diminution du résultat d'Alpiq et de RTE entre 2010 et 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 236 millions d'euros en 2011, stable par rapport à 2010 ajusté.

9.3.8 Résultat net part du Groupe

Le résultat net part du Groupe s'élève à 3 010 millions d'euros en 2011, en hausse de 2 601 millions d'euros par rapport à 2010 ajusté.

9.3.9 Résultat net courant

Le résultat net courant⁽¹⁾ s'établit à 3 520 millions d'euros en 2011, en augmentation de 415 millions d'euros, soit 13,4 % par rapport à 2010 ajusté.

À périmètre et change constants, il augmente de 12,9 %.

(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 2011 s'élèvent à (510) millions d'euros : ils se composent principalement de :

- 253 millions d'euros de résultat de cession EnBW,
- (320) millions d'euros de perte de valeur Alpiq,
- (304) millions d'euros de perte de valeur Edison,
- (135) millions d'euros de perte de valeur Dalkia International,
- (217) millions d'euros de dépréciation sur les titres Veolia,
- 266 millions d'euros de reprise de provision pour renouvellement liée au changement d'estimation de la durée de vie de certains actifs,
- (58) millions d'euros de variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading nettes d'impôt,
- 5 millions d'euros d'autres éléments.

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 (2 696) millions d'euros en 2010 ajusté et incluaient notamment des pertes de valeur et des autres produits et charges d'exploitation, notamment sur les États-Unis et l'Italie, ainsi que de la provision TaRTAM sur la France.

9.4 Flux de trésorerie et endettement financier net

9.4.1 Flux de trésorerie

(en millions d'euros)	2011	2010 retraité	Variation en valeur	Variation en %
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	8 497	11 110	(2 613)	-23,5
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	(6 791)	(14 927)	8 136	-54,5
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	(1 591)	1 948	(3 539)	n.a.
Flux de trésorerie des activités en cours de cession	-	357	(357)	n.a.
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET DES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	115	(1 512)	1 627	n.a.
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture	5 567	6 982	(1 415)	-20,3
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	115	(1 512)	1 627	n.a.
Incidence des variations de change	54	76	(22)	-28,9
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie	44	29	15	51,7
Incidence des reclassements	(37)	(8)	(29)	n.a.
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	5 743	5 567	176	3,2

n.a. = non applicable.

9.4.1.1 Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation

(en millions d'euros)	2011	2010 retraité	Variation en valeur	Variation en %
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	4 506	1 814	2 692	148,4
Pertes de valeur/(reprises)	640	1 743	(1 103)	-63,3
Amortissements, provisions et variations de juste valeur	7 325	9 858	(2 533)	-25,7
Produits et charges financiers	1 117	1 918	(801)	-41,8
Dividendes reçus des entreprises associées	334	112	222	198,2
Plus ou moins-values de cession	(686)	164	(850)	n.a.
Variation du besoin en fonds de roulement	(1 785)	(335)	(1 450)	n.a.
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	11 451	15 274	(3 823)	-25,0
Frais financiers nets décaissés	(1 623)	(2 197)	574	-26,1
Impôts sur le résultat payés	(1 331)	(1 967)	636	-32,3
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	8 497	11 110	(2 613)	-23,5

n.a. = non applicable.

Les flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation en 2011 s'élèvent à 8 497 millions d'euros, en diminution de 2 613 millions d'euros par rapport à 2010 retraité.

Cette variation traduit d'abord un recul de 3 823 millions d'euros des flux de trésorerie nets générés par l'exploitation, qui provient essentiellement :

- (i) 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 12 471 millions d'euros en 2011 contre 13 415 millions d'euros en 2010, soit une diminution de 944 millions d'euros par rapport à 2010 ;
- (ii) de la baisse des produits et charges financiers (-801 millions d'euros par rapport à 2010) liée d'une part à la réduction de l'endettement brut moyen et à des actions d'optimisation de la structure de la dette brute (voir section 9.3.4 « Résultat financier ») et d'autre part à un effet périmètre (mise en équivalence de RTE et cession des réseaux au Royaume-Uni) ;
- (iii) de l'effet de diverses plus-values de cession enregistrées en 2011,

notamment la plus-value de cession d'EnBW ;

- (iv) de la variation du besoin en fonds de roulement (BFR) qui s'élève à -1 785 millions d'euros en 2011 contre -335 millions d'euros en 2010 ; en 2010, le BFR avait bénéficié de l'effet favorable de 1 747 millions d'euros lié à l'encaissement de la première avance dans le cadre du contrat avec le consortium Exeltium.

La variation des flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation reflète également :

- (i) la diminution de 574 millions d'euros des frais financiers nets décaissés liée à la mise en équivalence de RTE en 2011 et à la réduction de l'endettement brut moyen ;
- (ii) la baisse de l'impôt payé sur le résultat (636 millions d'euros), due principalement à l'écart sur les paiements des soldes d'impôt en France et au Royaume-Uni relatifs aux exercices précédents et aux remboursements d'impôt par RTE à EDF dans le cadre de l'intégration fiscale, supérieurs en 2011.

9. Examen de la situation financière et du résultat

Flux de trésorerie et endettement financier net

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 6 791 millions d'euros en 2011, à comparer à 14 927 millions d'euros en 2010.

Les flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement s'analysent en acquisitions et cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles, acquisition et cessions de sociétés sous déduction de la trésorerie acquise/cédée et variations d'actifs financiers :

(en millions d'euros)	2011	2010 retraité	Variation en valeur	Variation en %
Acquisitions d'immobilisations incorporelles et corporelles	(11 134)	(12 241)	1 107	-9,0
Cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles	497	188	309	n.a.
Investissements non financiers nets⁽¹⁾	(10 637)	(12 053)	1 416	-11,7
Acquisitions/ cessions de sociétés sous déduction de la trésorerie (acquise/cédée) ⁽²⁾	3 624	3 398	226	6,7
Variations d'actifs financiers	222	(6 272)	6 494	n.a.
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT	(6 791)	(14 927)	8 136	-54,5

n.a. = non applicable.

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

(2) L'effet de la cession de participation dans EnBW en 2011 s'élève à 3,8 milliards d'euros (règlement de 4,5 milliards d'euros net de la trésorerie cédée pour 738 millions d'euros).

Acquisitions d'immobilisations incorporelles et corporelles (investissements opérationnels)

Les investissements opérationnels (Capex bruts) s'élevèrent à 11 134 millions d'euros en 2011, en diminution de 1 107 millions d'euros (-9,0%) par rapport à 2010.

Les investissements opérationnels du Groupe ont évolué comme suit :

(en millions d'euros)	2011	2010 retraité	Variation en valeur	Variation en %
Activités réseaux	2 754	3 724	(970)	-26,0
Activités non régulées	3 896	3 655	241	6,6
Activités insulaires	728	495	233	47,1
Total France	7 378	7 874	(496)	-6,3
Royaume-Uni	1 179	1 871	(692)	-37,0
Italie	318	381	(63)	-16,5
Autre international	436	561	(125)	-22,3
International	1 933	2 813	(880)	-31,3
Autres activités	1 823	1 554	269	17,3
INVESTISSEMENTS OPÉRATIONNELS (CAPEX BRUTS)	11 134	12 241	(1 107)	-9,0

Les investissements opérationnels diminuent en France et à l'international, mais progressent pour les Autres activités.

La diminution en **France**, de 496 millions d'euros, soit 6,3%, est due à la mise en équivalence de RTE à compter du 31 décembre 2010. Hors cet impact, les investissements opérationnels sont en évolution de 670 millions d'euros (+10,0%). Sur les activités réseaux, cette évolution s'explique essentiellement par les investissements d'ERDF sur les raccordements des clients (122 millions d'euros) et sur la qualité de la desserte (153 millions d'euros). Concernant les activités non régulées, l'augmentation se concentre sur la maintenance nucléaire (367 millions d'euros), principalement sur les opérations de maintien du patrimoine et de prolongation de durée d'exploitation des centrales. 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, en Guadeloupe (Pointe Jarry), en Martinique (Bellefontaine) et à la Réunion (Port Est).

Au **Royaume-Uni**, les investissements opérationnels sont en diminution de 692 millions d'euros, soit -37,0%, principalement en raison de l'impact de la cession des réseaux (-790 millions d'euros). Hors cet impact, leur hausse s'élève à 101 millions d'euros, liée au développement du Nouveau nucléaire et des énergies renouvelables.

En **Italie**, la baisse de 63 millions des investissements opérationnels (-16,5%) est principalement localisée chez Fenice (-59 millions d'euros).

Sur la zone **Autre international**, les investissements opérationnels sont en diminution de 125 millions d'euros en 2011 par rapport à 2010, principalement aux États-Unis, en Pologne et sur le segment Autre Europe de l'Ouest.

Les investissements opérationnels des Autres activités sont en hausse de 269 millions d'euros, soit 17,3%. Cette variation s'explique principalement par l'augmentation des investissements d'EDF Énergies Nouvelles en Amérique du Nord pour l'essentiel (141 millions d'euros) et de Dalkia (111 millions d'euros).

Acquisitions/cessions de sociétés sous déduction de la trésorerie acquise

Ce poste comprend les acquisitions et les cessions de titres consolidés nets de leur trésorerie.

En 2011, les acquisitions/cessions intègrent principalement le produit de cession d'EnBW net de la trésorerie cédée pour 3,8 milliards d'euros.

En 2010, les acquisitions/cessions comprenaient principalement le produit de cession des réseaux de distribution au Royaume-Uni pour 3 655 millions d'euros.

Variation d'actifs financiers

En 2011, la variation des actifs financiers est de 222 millions d'euros, pour -6 272 millions d'euros en 2010. En 2010, cette réduction s'expliquait principalement par l'augmentation des placements financiers du Groupe du fait des opérations de désendettement intervenues en fin d'exercice.

9.4.1.3 Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement

(en millions d'euros)	2011	2010 retraité	Variation en valeur	Variation en %
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle	(1 324)	(59)	(1 265)	n.a.
Dividendes versés par EDF	(2 122)	(2 163)	41	-1,9
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle	(261)	(190)	(71)	37,4
Actions propres	(14)	(10)	(4)	40,0
Flux de trésorerie avec les actionnaires	(3 721)	(2 422)	(1 299)	53,6
Émissions d'emprunts	5 846	8 642	(2 796)	-32,4
Remboursements d'emprunts	(4 071)	(4 652)	581	-12,5
Augmentation des passifs spécifiques des concessions	194	231	(37)	-16,0
Subventions d'investissement	161	149	12	8,1
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement	2 130	4 370	(2 240)	-51,3
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT	(1 591)	1 948	(3 539)	n.a.

n.a. = non applicable.

En 2011, les opérations de financement se traduisent par des décaissements nets de 1 591 millions d'euros en diminution de 3 539 millions d'euros par rapport à 2010. Cette variation traduit principalement :

- (i) les transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle correspondent en 2011 à l'achat de titres EDF Énergies Nouvelles pour 1 462 millions d'euros;
- (ii) les dividendes versés en numéraire par EDF se sont élevés à 2 122 millions d'euros en 2011, stables par rapport aux dividendes versés en 2010;
- (iii) des émissions nettes d'emprunts en diminution de 2 215 millions d'euros. Le financement des opérations réalisées en 2011 a bénéficié de l'encaissement de 4 500 millions d'euros en février 2011 dans le cadre de la cession d'EnBW, ce qui a nécessité des émissions nettes d'emprunt inférieures à 2010.

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 2010 afin de prendre en compte les prêts du Groupe à RTE, entité consolidée par mise en équivalence à compter du 31 décembre 2010.

9. Examen de la situation financière et du résultat

Flux de trésorerie et endettement financier net

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

(en millions d'euros)	2011	2010 retraité	Variation en valeur	Variation en %
Excédent brut d'exploitation	14 824	16 623	(1 799)	-10,8
Neutralisation des éléments non monétaires dans l'EBE	(1 925)	(1 165)	(760)	
Frais financiers nets décaissés	(1 623)	(2 197)	574	
Impôt sur le résultat payé	(1 331)	(1 967)	636	
Autres éléments	336	152	184	
Cash flow opérationnel⁽¹⁾	10 281	11 446	(1 165)	-10,2
Variation du besoin en fonds de roulement net	(1 121)	298	(1 419)	
Investissements opérationnels (Capex bruts) nets des cessions	(10 637)	(12 053)	1 416	
Free cash flow	(1 477)	(309)	(1 168)	
Dotation actifs dédiés France	(315)	(1 343)	1 028	
Investissements financiers nets	3 277	3 613	(336)	
Dividendes versés	(2 383)	(2 353)	(30)	
Autres variations ⁽²⁾	8	(287)	295	
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net, hors effet de périmètre et de change	(890)	(679)	(211)	
Effet de la variation du périmètre	2 607	9 358	(6 751)	
Effet de la variation de change	(516)	(782)	266	
Autres variations non monétaires ⁽³⁾	(97)	15	(112)	
(Augmentation)/Diminution de l'endettement financier net	1 104	7 912	(6 808)	
(Augmentation)/Diminution de l'endettement financier net des activités en cours de cession	-	195	(195)	
ENDETTEMENT FINANCIER NET OUVERTURE	34 389	42 496		
ENDETTEMENT FINANCIER NET CLÔTURE	33 285	34 389		

(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 (Tableau de flux de trésorerie) corrigés d'effets non récurrents et diminués des frais financiers nets décaissés et de l'impôt sur le résultat payé.

(2) Principalement 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 (2011 : 664 millions d'euros ; 2010 : 633 millions d'euros).

(3) Correspondent principalement aux variations de juste valeur et aux reclassements comptables impactant l'endettement financier net.

L'endettement financier net du Groupe s'établit à 33 285 millions d'euros au 31 décembre 2011. Il était de 34 389 millions d'euros au 31 décembre 2010 et diminue donc de 1 104 millions d'euros sur l'année 2011.

Le Groupe a dégagé un free cash flow de -1 477 millions d'euros. Celui-ci intègre les investissements opérationnels nets de cessions de -10 637 millions d'euros autofinancés par le cash flow opérationnel à hauteur de 10 281 millions d'euros et une variation de BFR de -1 121 millions d'euros. La dotation 2011 aux actifs dédiés, qui s'élève à 315 millions d'euros, est en forte diminution par rapport à 2010 (-1 028 millions d'euros), ce qui s'explique à la fois par les impacts de l'affectation à fin 2010 de 50 % des titres RTE aux actifs dédiés – à hauteur de 2,3 milliards d'euros – et de l'article 20 de la loi NOME autorisant l'allongement jusqu'à fin juin 2016 de la période de constitution du portefeuille d'actifs dédiés. Cette baisse s'explique également par la suspension ponctuelle des dotations à compter d'août 2011 en raison des conditions de marché.

En 2011, le désinvestissement financier net (hors dotations aux actifs dédiés) de 3 277 millions d'euros résulte de l'encaissement en février 2011

de 4 500 millions d'euros dans le cadre de la cession d'EnBW et des investissements de croissance externe (-1 996 millions d'euros), principalement en France avec l'OPAES sur EDF Énergies Nouvelles (1 462 millions d'euros).

Les dividendes versés en numéraire (2 383 millions d'euros) comprennent le solde du dividende 2010 pour 1 069 millions d'euros, l'acompte au titre du dividende 2011 pour 1 053 millions d'euros, et les dividendes versés par les filiales du Groupe à leurs actionnaires minoritaires (261 millions d'euros), principalement Centrica au Royaume-Uni (140 millions d'euros).

L'effet périmètre reflète principalement l'impact de la déconsolidation de la dette financière d'EnBW, qui contribue à la réduction de l'endettement financier net pour 2 591 millions d'euros.

L'effet change (appréciation du dollar américain et de la livre sterling par rapport à l'euro⁽¹⁾) a un impact défavorable de -516 millions d'euros sur l'endettement financier net du Groupe.

(1) Appréciation de 3,3 % du dollar américain face à l'euro : 31 décembre 2010 0,7484 €/€ ; 31 décembre 2011 0,7729 €/€. Appréciation de 3,0 % de la livre sterling face à l'euro : 31 décembre 2010 1,1618 €/£ ; 31 décembre 2011 1,1972 €/£.

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 (liquidité, change, taux d'intérêt, actions et contrepartie) définis dans le Cadre de Gestion Financière et la politique de gestion du risque de contrepartie Groupe, mis en place par le groupe EDF. Ces principes sont applicables à EDF et aux seules filiales contrôlées opérationnellement (c'est-à-dire hors Edison, Dalkia et CENG) ou qui ne bénéficient pas, par la loi, de garanties spécifiques d'indépendance de gestion (c'est-à-dire hors RTE, EDF Réseau Distribution France-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 (DCRF) – 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 ainsi qu'un contrôle opérationnel des activités de financement de la tête du Groupe.

Le DCRF produit des rapports de suivi quotidien des indicateurs de risques, concernant les activités de la salle des marchés financiers d'EDE. Des audits internes réguliers s'assurent de la mise en place effective des contrôles.

9.5.1.1 Position de liquidité et gestion du risque de liquidité

Position de liquidité

Au 31 décembre 2011, les liquidités du Groupe s'élèvent à 14 767 millions d'euros et les lignes de crédit disponibles s'établissent à 10 179 millions d'euros. Le Groupe a par ailleurs accès à des ressources financières au travers de ses programmes d'émissions court terme et obligataires.

Sur l'année 2012, les flux prévisionnels de remboursement et d'intérêts de la dette du Groupe au 31 décembre 2011 s'élèveront à 9 071 millions d'euros, dont 2 673 millions d'euros au titre d'emprunts obligataires.

Au 31 décembre 2011, aucune société du Groupe n'a fait l'objet d'un défaut de paiement au titre de ses emprunts.

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 2011 à l'émission d'emprunts obligataires dont les caractéristiques sont présentées dans la note 39.2.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2011 («Variations des emprunts et dettes financières»). Les emprunts obligataires ont été émis au travers de programme EMTN pour un montant de 300 millions d'euros et 1 250 millions de livres sterling, complété par un emprunt *schuldschein* de 188 millions d'euros. Par ailleurs RTE a procédé à une émission obligataire de 500 millions d'euros le 3 février 2011, suivie de 250 millions d'euros supplémentaires le 28 octobre 2011.

La maturité moyenne de la dette du Groupe a ainsi été portée au 31 décembre 2011 à 9,2 ans contre 8,9 ans au 31 décembre 2010⁽¹⁾, celle d'EDF à 10,4 ans contre 10,2 ans au 31 décembre 2010.

Au 31 décembre 2011, 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 31/12/2011) :

	Dettes	Instruments de couverture ⁽¹⁾		Garanties données sur emprunts
		Swaps de taux	Swaps de change	
(en millions d'euros)				
2012	9 071	(44)	70	13
Entre 2013 et 2016	22 297	(171)	149	26
2017 et au-delà	43 465	(316)	48	119
TOTAL	74 833	(531)	267	158
Dont remboursement de dette	48 947			
Dont charges d'intérêt	25 885			

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

(1) Changement de méthodologie au 30 juin 2011 : calcul de la maturité moyenne sur la base de flux trimestriels contre des flux annuels en 2010.

9. Examen de la situation financière et du résultat

Gestion et contrôle des risques marchés

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 les soldes de trésorerie des filiales et à rémunérer leurs comptes afin d'optimiser la gestion des disponibilités du Groupe et de proposer aux filiales un système leur garantissant des conditions financières de marché ;
- la centralisation du financement des filiales contrôlées au niveau de la trésorerie du Groupe. Le financement de la variation du besoin en fonds de roulement des filiales est effectué par la trésorerie du Groupe *via* la mise à disposition de lignes de crédit stand-by aux filiales qui peuvent ainsi se financer en revolving auprès du Groupe. Dans ce contexte, EDF Energy et EDF Trading disposent désormais de lignes de crédit avec EDF. 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 long terme. 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 2011, les encours d'émissions de billets de trésorerie du Groupe étaient de 1 489 millions d'euros et de 2 434 millions de dollars américains de US CP. Il n'y avait aucune émission d'Euro CP.

RTE dispose d'un programme court terme d'émission BT dont le plafond est de 1,5 milliard d'euros, et dont l'encours au 31 décembre 2011 était de 300 millions d'euros. À signaler que EDF Energy ne recourt plus à son programme d'émissions CT depuis la centralisation du financement par EDF.

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 euros et en livres sterling ainsi que les marchés domestiques, qui sont en *stand-alone*, pour les émissions en dollars américains (144 A), yens (samourai) et francs suisses. Par ailleurs RTE et Edison disposent de leurs propres programmes EMTN dont les plafonds sont respectivement de 7,5 milliards d'euros et 3 milliards d'euros. EDF Energy ne dispose plus de programmes EMTN ;

- EDF bénéficie également d'une ligne de 500 millions d'euros de la part de la Banque Européenne d'Investissement, tirée à hauteur de 350 millions d'euros en 2011 s'ajoutant aux 100 millions d'euros déjà tirés en 2010, soit un total de 450 millions d'euros de consommé à fin 2011.

Le tableau ci-dessous 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 2011 :

Entité	Date d'émission ⁽³⁾	Échéance	Nominal à l'émission (en millions de devises)	Devise	Taux
EDF	11/2008	01/2013	2 000	EUR ⁽¹⁾	5,6%
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 ⁽¹⁾	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	09/2009	09/2024	2 500	EUR ⁽²⁾	4,6%
EDF	11/2010	11/2025	750	EUR	4,0%
EDF	04/2010	04/2030	1 500	EUR ⁽²⁾	4,6%
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 ⁽²⁾	5,1%

(1) Ces deux emprunts obligataires ont été partiellement remboursés suite à deux émissions de 750 millions d'euros en 2010.

(2) Ces emprunts obligataires ont été partiellement remboursés en 2011.

(3) Date de réception des fonds.

Les entités du Groupe disposant de crédits syndiqués au 31 décembre 2011 sont EDF, Edison et RTE:

- EDF dispose de deux crédits syndiqués : le premier d'un montant de 3 milliards d'euros venant à échéance en mars 2012; le deuxième, de 4 milliards d'euros, échéance novembre 2015, a été prolongé courant 2011 d'une année supplémentaire (échéance novembre 2016) mais en réduisant le montant disponible la dernière année à 3,879 milliards d'euros. Au 31 décembre 2011 ces crédits syndiqués n'ont fait l'objet d'aucun tirage;
- Edison dispose de deux crédits syndiqués: le premier, d'un montant de 1,5 milliard d'euros, échéance 2013 a fait l'objet d'un tirage de 200 millions d'euros en novembre 2011, qui s'ajoutent aux 850 millions d'euros d'encours du premier semestre 2011. Le second d'un plafond de 700 millions d'euros, mis en place en juin 2011 sur la base d'un *club*

deal basis, a fait l'objet d'un tirage de 600 millions d'euros au second semestre 2011 s'ajoutant aux 100 millions d'euros d'encours vus à fin juin 2011;

- RTE dispose d'un premier crédit syndiqué d'un montant de 1 milliard d'euros, échéance mai 2013, comportant une ligne *swingline* de 300 millions d'euros. Un deuxième crédit syndiqué d'un montant de 500 millions d'euros, mis en place en juin 2010, a été renouvelé en 2011 pour un an et expirera le 22 juin 2012. Au 31 décembre 2011, ces crédits syndiqués n'ont fait l'objet d'aucun tirage.

9.5.1.2 Notation financière

Les notes à long et court terme 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 2011 :

Sociétés	Agences	Notation long terme	Notation court terme
EDF	Standard & Poor's Moody's Fitch Ratings	AA- ⁽¹⁾ sous surveillance négative Aa3 assortie d'une perspective stable A+ assortie d'une perspective stable	A-1 + P-1 F1
RTE	Standard & Poor's	AA- ⁽²⁾ sous surveillance négative	A-1 +
EDF Trading	Moody's	A3 assortie d'une perspective stable	n.a.
EDF Energy	Standard & Poor's Moody's Fitch Ratings	A assortie d'une perspective négative A3 assortie d'une perspective stable n.a.	A-1 P-2 n.a.
Edison SpA	Standard & Poor's Moody's Fitch Ratings	BBB- ⁽³⁾ sous surveillance négative Baa3 ⁽⁵⁾ sous surveillance négative BB- ⁽⁴⁾ sous surveillance négative	A-3 n.a. B

n.a. = non applicable.

(1) S&P a réévalué la note LT de EDF le 7 juillet 2011, passant de A+ à AA- avec une perspective stable, jugeant le soutien de l'État plus probable en cas de difficultés; le 15 décembre 2011 S&P plaçait sous surveillance négative EDF en lien avec la mise sous surveillance de l'État français.

(2) S&P a réévalué la note LT de RTE le 27 octobre 2011, passant de A+ à AA- avec une perspective stable, jugeant le soutien de l'État plus fort en cas de difficultés; le 8 décembre 2011 S&P plaçait sous surveillance négative RTE en lien avec la mise sous surveillance de l'État français.

(3) S&P a dégradé la note LT de Edison le 5 décembre 2011, passant de BBB à BBB- en raison des perspectives négatives sur les activités gazières, et du report du pacte d'actionnaires à fin décembre 2011. Cette dégradation est assortie d'une mise sous surveillance négative.

(4) Fitch a dégradé le rating long terme et court terme de Edison SpA le 23 décembre 2011 en raison du report du pacte d'actionnaires.

(5) Moody's a annoncé le 7 décembre 2011 la mise sous surveillance d'Edison SpA provoquée par les difficultés des actionnaires à obtenir un accord sur la stratégie et la gouvernance d'Edison.

EDF et RTE ont été dégradés le 17 janvier 2012 à A+/A-1 (perspective stable) par l'agence Standard & Poor's, cette décision faisant suite à la dégradation de la notation de l'État français.

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 entre 70 % et 90 % selon les devises. 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. EDF et ses principales filiales concernées par le risque de change (EDF Energy, EDF Trading, Edison, EDF Énergies Nouvelles) mettent 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 2011 par devise et après couverture, se décompose de la façon suivante: 53 % en euros, 29 % en livres sterling, 13 % en dollars américains et le solde, s'élevant à 6%, inclut le franc suisse, le forint hongrois, le zloty polonais, le real brésilien et le yen japonais.

9. Examen de la situation financière et du résultat

Gestion et contrôle des risques marchés

Structure de la dette brute au 31 décembre 2011, par devise avant et après couverture

31 décembre 2011 (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	29 479	(3 129)	26 350	53%
USD	8 890	(2 401)	6 489	13%
GBP	6 822	7 559	14 381	29%
Autres devises	4 843	(2 029)	2 814	6%
TOTAL DES EMPRUNTS	50 034	-	50 034	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 2011. La sensibilité au risque de change reste globalement stable par rapport à 2010.

Sensibilité de la dette brute du Groupe au risque de change

31 décembre 2011 (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	26 350	-	26 350
USD	6 489	649	7 138
GBP	14 381	1 438	15 819
Autres devises	2 814	281	3 095
TOTAL DES EMPRUNTS	50 034	2 368	52 402

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 2011.

Position des actifs nets

31 décembre 2011 (en millions de devises)	Actif	Emprunts obligataires	Dérivés	US CP	Position nette après gestion (Actif)
USD	5 248	4 000	198	502	548
CHF (Suisse)	2 201	1 706	-	-	495
HUF (Hongrie)	112 195	-	78 536	-	33 659
PLN (Pologne)	2 556	-	1 789	-	767
GBP (Royaume-Uni)	14 262	5 285	6 124	-	2 853
BRL (Brésil)	692	-	-	-	692
CNY (Chine)	5 790	-	-	-	5 790

Les actifs indiqués ci-dessus sont les actifs nets des filiales étrangères du Groupe en devises au 30 septembre 2011, 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 2011. Les couvertures indiquées ci-dessus sont les emprunts obligataires, dérivés et émissions de commercial papers en devises en vie au 31 décembre 2011.

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 2011. 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 31/12/2011			Au 31/12/2010		
	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)</i>						
USD	548	424	42	1 227	918	92
CHF (Suisse)	495	407	40	172	138	14
HUF (Hongrie)	33 659	107	12	25 449	92	9
PLN (Pologne)	767	172	17	566	142	14
GBP (Grande-Bretagne)	2 853	3 416	341	2 068	2 403	240
BRL (Brésil)	692	286	29	686	288	29
CNY (Chine)	5 790	710	71	5 187	588	59

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 est non significatif pour le Groupe au 31 décembre 2011.

9.5.1.4 Gestion du risque de taux d'intérêt

L'exposition 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, principalement Edison et CENG) 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 2011, la dette du Groupe après instruments de couverture se répartit en 80 % à taux fixe et 20 % à taux variable.

Une augmentation annuelle uniforme des taux d'intérêt de 1% entraînerait une augmentation des charges financières d'environ 100 millions d'euros sur la base de la dette brute à taux variable à fin 2011 après couverture.

Le coût moyen de la dette Groupe (taux d'intérêt pondéré des encours) s'établit à 4,3 % en 2011.

Le tableau ci-dessous présente la structure de la dette du Groupe ainsi que l'impact de variation de 1 % du taux d'intérêt au 31 décembre 2011. L'impact de variation des taux d'intérêt reste stable par rapport à 2010.

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

31 décembre 2011 <i>(en millions d'euros)</i>	Structure initiale de la dette	Incidence 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	42 614	(2 630)	39 984	-
À taux variable	7 420	2 630	10 050	100
TOTAL DES EMPRUNTS	50 034	-	50 034	100

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

9. Examen de la situation financière et du résultat

Gestion et contrôle des risques marchés

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 2011 (en millions d'euros)	Valeur	Impact, en résultat, d'une variation de 1 % des taux d'intérêt	Valeur après variation de 1 % des taux d'intérêt
TITRES À TAUX VARIABLE	3 677	37	3 640

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, d'EDF Energy et 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 pourrait contraindre EDF à amortir les pertes actuarielles au-delà du corridor en résultat. Les actifs couvrant les engagements sociaux d'EDF sont investis à hauteur de 26% en actions fin 2011, soit un montant actions de 1,9 milliard d'euros.

Au 31 décembre 2011, les deux fonds de pensions mis en place par EDF Energy (*EDF Energy Pension Scheme* et *EDF Energy Group Electricity Supply Pension Scheme*) sont investis à hauteur de 36% en actions, ce qui représente un montant actions de 242 millions de livres sterling.

Au 31 décembre 2011, les fonds de British Energy sont investis à hauteur de 33% en actions, soit un montant actions de 1 160 millions de livres sterling.

Fonds CENG

CENG est exposé au risque actions dans le cadre de la gestion de ses fonds destinés à couvrir le démantèlement de ses centrales nucléaires et ses engagements sociaux.

Gestion de trésorerie long terme d'EDF

EDF a poursuivi l'allègement des placements corrélés actions de sa gestion de trésorerie long terme. Au 31 décembre 2011, ces placements représentent un montant résiduel de 2 millions d'euros.

Titres de participation directe

Au 31 décembre 2011, la participation d'EDF dans Veolia Environnement s'élève à 174 millions d'euros. La volatilité est estimée à 37,7% (volatilité annualisée des rendements mensuels observés sur trois ans).

Au 31 décembre 2011, la participation d'EDF dans AREVA s'élève à 164 millions d'euros. La volatilité est estimée à 27,6% (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

Les actifs dédiés ont été constitués par EDF progressivement 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 2011 de 315 millions d'euros de dotations de trésorerie contre 3 667 millions d'euros en 2010, dont 2 324 millions d'euros au titre de 50% de la participation du Groupe dans RTE (voir note 48 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2011).

Compte tenu de l'environnement économique et financier avec le développement de la crise de la zone euro, les dotations ont été suspendues lors du dernier trimestre afin de permettre une évolution des principes d'investissement des actifs.

Les **décassements** liés aux dépenses de démantèlement engagées en 2011 ont été financés sur le portefeuille des actifs dédiés à hauteur de 378 millions d'euros, contre 362 millions d'euros en 2010.

Les principes de gouvernance définissent la structure et le processus de décision et de contrôle pour la gestion des actifs dédiés. Les principes en vigueur pour la structuration du portefeuille d'actifs, la sélection des gestionnaires financiers, la structuration juridique, comptable et fiscale des fonds y sont également précisés.

L'**allocation stratégique** est déterminée à partir d'une étude 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 les actifs dédiés hors RTE (portefeuille financier). L'allocation stratégique est revue régulièrement en principe tous les trois ans sauf circonstances particulières. Elle est actuellement la suivante: 50% des titres RTE, complétés par un portefeuille financier composé à 50% en actions internationales et 50% en obligations.

Examen de la situation financière et du résultat .9

Gestion et contrôle des risques marchés

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 notamment à préparer et alimenter les décaissements issus des reprises de provisions relatives aux centrales en cours de déconstruction.

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

- le pilotage de l'exposition entre les deux classes « actions » et « obligations » ;
- le choix de l'exposition par zone géographique ;
- l'investissement marginal sur différents supports alternatifs à ceux retenus dans le cadre de l'allocation stratégique ;
- le choix des OPCVM qui intègre le souci de diversification :
 - par style (valeurs de croissance, valeurs décotées, valeurs de rendement),

- par taille de capitalisation (grandes valeurs, moyennes et petites valeurs),
- par processus d'investissement (approche macroéconomique et sectorielle, sélection de valeurs en « quantitatif », etc.),
- par support d'investissement à des fins de respect de ratio d'emprise.

La politique de répartition élaborée par le Comité de gestion opérationnelle⁽¹⁾ repose sur l'analyse des perspectives macroéconomiques de chacun des marchés, chacune des 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 2011, la valeur globale du portefeuille s'élève à 15 659 millions d'euros, contre 15 815 millions d'euros à fin décembre 2010.

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

Catégories (en millions d'euros)	31/12/2011		31/12/2010	
	Valeur comptable ⁽¹⁾	Valeur boursière ou de réalisation	Valeur comptable	Valeur boursière
1° Obligations, créances et autres valeurs émises ou garanties par l'un des États membres de la Communauté européenne ou de l'OCDE	4 168	4 448	3 040	3 342
2° Obligations, BMTN... émis par le secteur privé	1 099	1 155	682	737
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	65	65	117	125
4° Parts ou actions d'OPCVM investissant dans les actifs mentionnés du 1° au 3°	6 541	6 865	7 827	8 272
5° Parts ou actions d'OPCVM investissant notamment dans des actifs autres que ceux mentionnés du 1° au 3°	658	777	749	1 023
6° Droits réels immobiliers – parts ou actions de sociétés immobilières non cotées	-	-	-	-
7° Dépôt chez BNP PARIBAS SECURITIES SERVICES	0,055	0,055	0,042	0,042
Débiteurs et créditeurs divers (dividendes en cours d'encaissement, frais de gestion, couverture de change, etc.)	(19)	(19)	(9)	(9)
TOTAL PORTEFEUILLE FINANCIER	12 514	13 291	12 406	13 491
Titres RTE affectés	2 015	2 368	2 015	2 324
TOTAL DES ACTIFS DEDIEÉS	14 421	15 659	14 421	15 815

(1) Sources: BNP Paribas Securities Services pour le portefeuille hors RTE, valeur nette comptable dans les comptes sociaux d'EDF de 50 % des actions RTE.

Composition analytique par sous-portefeuille et performance en 2011

La composition du portefeuille des actifs dédiés d'EDF au 31 décembre 2011 et 31 décembre 2010 est la suivante :

	31/12/2011		31/12/2010
	Avec RTE	Hors RTE ⁽¹⁾	
Placements en actions	36,9 %	43,5 %	50,5 %
Placements obligataires	48,0 %	56,5 %	49,5 %
Titres RTE affectés	15,1 %	-	-
TOTAL	100 %	100 %	100 %

(1) Quote-part relative des sous-portefeuilles actions et obligations hors titres RTE.

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

9. Examen de la situation financière et du résultat

Gestion et contrôle des risques marchés

Le tableau ci-dessous présente la performance par sous-portefeuille au 31 décembre 2011 et 31 décembre 2010 :

(en millions d'euros)	31/12/2011 Valeur boursière ou de réalisation	Performance de l'exercice 2011		31/12/2010 Valeur boursière	Performance de l'exercice 2010	
		Portefeuille	Indice de référence ⁽¹⁾		Portefeuille	Indice de référence
S/portefeuille Actions	5 783	-6,98%	-3,98%	6 807	+16,15%	+14,03%
S/portefeuille Taux	6 615	+3,90%	+3,41%	6 683	+2,50%	+0,99%
S/portefeuille Trésorerie	893	+1,11%	+0,89%	1	+0,49%	+0,44%
Total portefeuille financier	13 291	-1,62%	-0,06%	13 491	+8,79%	+7,60%
Titres RTE affectés	2 368			2 324		
TOTAL DES ACTIFS DEDIEÉS	15 659	-0,52%		15 815		

(1) Indice de référence: MSCIWorld DN couvert en euro pour 50% pour le sous-portefeuille actions, Citigroup EGBI pour le sous-portefeuille taux, 50% MSCIWorld DN couvert en euro pour 50% + 50% Citigroup EGBI pour le portefeuille global.

La crise des dettes souveraines qui frappe l'Europe depuis 2010 et s'est amplifiée en 2011, ainsi que la hausse du pétrole liée aux bouleversements en Afrique du Nord et les incertitudes liées aux politiques budgétaires et monétaires des États-Unis ont conduit EDF à adopter en 2011 une politique d'investissement prudente, particulièrement en deuxième moitié de l'année, avec : une exposition réduite dans les pays fragilisés par le niveau de leur dette souveraine (investissement négligeable en Grèce, Portugal, Irlande, Espagne et limité en Italie) ; un allègement des positions sur les marchés actions (43,5% du portefeuille financier à fin 2011, comparé à 50,5% à fin 2010) ; un poids renforcé des actifs en Trésorerie (6,7% du portefeuille financier en fin d'année).

Alors que la performance du portefeuille financier était alignée avec celle de son benchmark début novembre 2011, cette prudence de gestion a conduit en fin d'année à une sous-performance, dans un contexte de marché actions haussier. Par ailleurs, les titres RTE affectés ont pleinement joué leur rôle d'amortisseur sur la performance globale du portefeuille en 2011.

Dans ce contexte, les actifs dédiés ont enregistré une performance globale après impôt (impacts réserves et résultat) de -15,2 millions d'euros, dont -147,9 millions d'euros sur le portefeuille financier (-231,5 millions d'euros avant impôt) et +132,8 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 le 31 décembre 2011.

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

La valeur de marché du sous-portefeuille « actions » à fin décembre 2011 des actifs dédiés d'EDF s'élève à 5 783 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 2011 à 19,06% sur la base de 52 performances hebdomadaires, comparée à 15,5% à fin 2010. En appliquant cette volatilité à la valeur des actifs actions à la même date, le Groupe estime la volatilité annuelle de la part actions des actifs dédiés à 1 102 millions d'euros. Cette volatilité affecterait les capitaux propres du Groupe.

À fin décembre 2011, la sensibilité du sous-portefeuille « taux » (6 615 millions d'euros) s'établissait à 4,81, 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 318 millions, qui serait constatée dans les capitaux propres du Groupe. La sensibilité du sous-portefeuille « taux », en hausse par rapport à celle observée fin 2010 (4,65), reste nettement inférieure à celle de l'indice de référence (6,22).

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.

Le tableau ci-dessous détaille la répartition par classe de rating des expositions consolidées du groupe EDF au risque de contrepartie à fin septembre 2011. Les principales contreparties pour les activités du Groupe sont à 85 % de classe *investment grade*. Cette valeur est en léger retrait par rapport à celle issue de la consolidation à fin septembre 2010.

	AAA	AA	A	BBB	BB	B	CCC/C	Sans notation	Total
au 30/09/2011	9 %	20 %	45 %	11 %	2 %	0 %	0 %	13 %	100 %
au 30/09/2010	10 %	23 %	50 %	5 %	1 %	0 %	0 %	11 %	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 30/09/2011	4 %	34 %	7 %	40 %	15 %	100 %
au 30/09/2010	5 %	45 %	8 %	34 %	8 %	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-collatéral 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 contrôle des risques financiers 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.

Le risque de crédit relatif aux créances clients et comptes rattachés est présenté dans la section 26 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2011 (« Clients et comptes rattachés »).

On notera que dans le contexte de la crise financière en zone euro, la poursuite d'une politique prudente de gestion des placements de trésorerie d'EDF a été maintenue vis-à-vis des pays périphériques. Les expositions sont restées nulles vis-à-vis de l'Irlande, le Portugal et la Grèce. Il n'existe plus d'expositions au risque souverain Italie et Espagne à fin 2011. Il reste cependant des expositions bancaires italiennes et espagnoles mais pour des montants relativement limités et des maturités faibles (n'excédant pas avril 2013) et vis-à-vis de banques considérées comme systématiques par le conseil de stabilité financière donc présentant un risque de défaut faible.

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 n'assure pas le contrôle opérationnel au 31 décembre 2011, la politique de risques relative aux marchés énergies ainsi que le processus de contrôle associé sont revus dans le cadre de ses instances de gouvernance. CENG, dont EDF n'assure pas non plus le contrôle opérationnel au 31 décembre 2011, 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 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. Ce dernier 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. Examen de la situation financière et du résultat

Gestion et contrôle des risques marchés

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 42 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*, quant à elle, 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 roulants. 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 2011, l'engagement d'EDF Trading sur les marchés a été encadré, d'une part, avec une limite de VaR de 45 millions d'euros⁽¹⁾ 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'euros⁽²⁾. En 2011, la VaR a oscillé entre 4,3 et 18,7 millions d'euros.

Le tableau ci dessous présente les valeurs sur les exercices 2011 et 2010 :

(en millions d'euros)	2 ^e semestre 2011	1 ^{er} semestre 2011	2 ^e semestre 2010	1 ^{er} semestre 2010
Limite VaR (97,5% un jour)	45	45	45	45
Limite <i>stop-loss</i>	225	225	225	-
VaR minimum	4,3	4,7	3,8	6,9
VaR moyenne	6,9	10,4	7,3	14,8
VaR maximum	10,4	18,7	11,3	23,0

Dans un contexte de volatilité faible sur les marchés, les limites de VaR et de *stop-loss* n'ont pas été dépassées en 2011 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 gouvernance⁽³⁾ 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 nette⁽⁴⁾ 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

(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 à partir du 15 décembre 2010.

(3) Ce modèle pourrait évoluer en 2012 suite à la montée d'EDF au capital d'Edison.

(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 filières.

(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.

économique⁽¹⁾ 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 liquides⁽²⁾.

Pour une analyse de la juste valeur des dérivés de couverture des matières premières du Groupe, voir notes 42.4.3 et 42.5 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2011. Pour le détail des contrats de matières premières non qualifiés de couvertures conclus par le Groupe, voir note 43.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2011.

9.5.3 Gestion des risques assurables

Le groupe EDF s'est doté de programmes d'assurances qu'il met en œuvre à EDF, 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'OIL⁽³⁾. Les garanties offertes par cette mutuelle sont complétées par la filiale (captive d'assurance) d'EDF, Wagram Insurance Company Ltd⁽⁴⁾, des assureurs et des réassureurs ; RTE souscrit un programme dommages conventionnels spécifique pour ses propres biens (poste de transformation, immeubles et locaux techniques) ;
- 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 British Energy au Royaume-Uni, ainsi que les frais de décontamination nucléaire sont couverts depuis le 1^{er} mars 2010, 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 NEIL⁽⁵⁾. À compter de la mise en application des dispositions de la loi n° 2006-686 du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire, EDF sera tenu d'ajuster ses couvertures d'assurance de façon à respecter le nouveau plafond de la garantie d'indemnisation de 700 millions d'euros en ce qui concerne la responsabilité de l'exploitant d'une installation nucléaire. À cette fin, EDF recherchera dans ce nouveau cadre législatif les solutions de couverture pos-

sibles (pools nucléaires, mutuelles, etc.) en cherchant à les mutualiser entre EDF et EDF Energy. En conséquence, EDF et EDF Energy font partie des membres fondateurs de Blue Re, mutuelle européenne de réassurances, spécialisée dans la couverture de ces risques, créée le 17 juin 2011.

Les dispositions de la loi n° 2006-686 du 13 juin 2006 ne seront applicables qu'à la date d'entrée en vigueur des protocoles portant modification des Conventions de Paris et de Bruxelles relatives à la responsabilité civile dans le domaine de l'énergie nucléaire, lorsqu'au moins deux tiers des États les auront ratifiés.

- 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.

En ce qui concerne la couverture des risques construction, EDF met en place des polices visant à couvrir les risques spécifiques à l'occasion des chantiers (polices tous risques chantier/tous risques montage). Ces polices ne font pas partie d'un programme de Groupe mais sont souscrites au cas par cas pour les chantiers importants, tel que l'EPR à Flamanville, la construction de centrales à cycle combiné, de barrages, de turbines à combustion, etc.

ERDF a conclu avec NATIXIS/Swiss Re, le 11 août 2011, un contrat allant jusqu'au 30 juin 2016 (soit cinq saisons de tempêtes) dont l'objet est de couvrir le 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 100,45 millions d'euros en 2011, dont 60,24 millions d'euros pris en charge par EDF (hors investissements) et 9,4 millions d'euros au titre de la couverture des réseaux aériens d'ERDF.

(1) Le capital économique désigne le capital alloué pour faire face aux risques marchés.

(2) Les données seront disponibles lors de la publication par Edison de ses résultats annuels.

(3) Oil Insurance Limited Mutual Insurance Company.

(4) Société irlandaise d'assurance détenue à 100 % par EDF.

(5) Nuclear Electric Insurance Limited.

