

9

Examen de la situation financière et du résultat

9.1 Chiffres clés	154
9.2 Éléments de conjoncture et événements marquants de l'exercice	155
9.2.1 <i>Éléments de conjoncture</i>	155
9.2.1.1 Évolution du PIB	155
9.2.1.2 Évolution des prix de marchés de l'électricité et des principales sources d'énergie	155
9.2.1.3 Consommation d'électricité	158
9.2.1.4 Tarifs de l'électricité et du gaz naturel	158
9.2.1.5 Conditions climatiques	158
9.2.2 <i>Événements marquants</i>	159
9.2.2.1 Développements stratégiques	159
9.2.2.2 Activités en France	161
9.2.2.3 Environnement réglementaire (France)	162
9.2.2.4 Gouvernance	162
9.2.2.5 Ressources humaines	163
9.2.2.6 Financement du Groupe	163
9.2.2.7 Principales évolutions du périmètre de consolidation	163
9.3 Introduction à l'analyse des résultats 2009	164
9.4 Principales méthodes comptables sensibles aux estimations et aux jugements	164
9.5 Segmentation de l'information financière	164
9.6 Analyse du compte de résultat consolidé pour 2009 et 2008	165
9.6.1 <i>Chiffre d'affaires</i>	166
9.6.2 <i>Excédent Brut d'Exploitation (EBE)</i>	167
9.6.2.1 Achats de combustibles et d'énergie	167
9.6.2.2 Autres consommations externes	168
9.6.2.3 Charges de personnel	168
9.6.2.4 Impôts et taxes	168
9.6.2.5 Autres produits et charges opérationnels	168
9.6.3 <i>Résultat d'exploitation</i>	168
9.6.3.1 Provisions pour pertes de valeur	169
9.6.3.2 Autres produits et charges d'exploitation	169
9.6.4 <i>Résultat financier</i>	169
9.6.5 <i>Impôts sur les résultats</i>	169
9.6.6 <i>Quote-part de résultat des sociétés mises en équivalence</i>	169
9.6.7 <i>Résultat net part des minoritaires</i>	169
9.6.8 <i>Résultat net part du Groupe</i>	169
9.6.9 <i>Résultat net courant</i>	169
9.6.10 <i>Endettement financier net</i>	169
9.7 Analyse par zone géographique du résultat d'exploitation	170
9.7.1 <i>France</i>	171
9.7.1.1 Ventilation de l'information financière du segment « France »	171
9.7.1.2 Ouverture du marché	171
9.7.1.3 Équilibre offre-demande	171
9.7.1.4 Chiffre d'affaires	171
9.7.1.5 EBE	171
9.7.1.6 Ventilation de l'information financière du segment France entre activités non régulées, activités de réseaux et activités insulaires	172
9.7.2 <i>Royaume-Uni</i>	173
9.7.2.1 Chiffre d'affaires	173
9.7.2.2 EBE	173
9.7.2.3 Résultat d'exploitation	173

9.1 Chiffres clés

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

Les chiffres clés du Groupe au 31 décembre 2009 sont les suivants :

EXTRAITS DES COMPTES DES RÉSULTATS CONSOLIDÉS

Exercice clos au 31 décembre (en millions d'euros)	2009 ⁽²⁾	2008 ⁽¹⁾	Variation en valeur	Variation (en %)	Croissance organique (en %)
Chiffre d'affaires	66 336	63 847	2 489	3,9	- 0,2
Excédent brut d'exploitation	17 466	14 240 ⁽³⁾	3 226	22,7	1,2
Résultat d'exploitation	10 107	7 910	2 197	27,8	-
Résultat avant impôts des sociétés intégrées ⁽⁴⁾	5 582	4 860	722	14,9	-
Résultat net part du Groupe	3 905	3 484	421	12,1	-
Résultat net courant ⁽⁵⁾	3 923	4 392	(469)	- 10,7 ⁽⁶⁾	-

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2008 ont été retraitées de l'impact lié à l'application de la norme IAS 23 révisée « Coûts d'emprunts » (voir note 1 et 2 aux comptes consolidés) et de l'évolution de la présentation du chiffre d'affaires de trading d'Edison.

(2) Les données publiées au titre de l'exercice 2009 intègrent les effets de la première consolidation de British Energy à compter du 5 janvier 2009, de Constellation Energy Nuclear Group à compter du 6 novembre 2009, de SPE à compter du 26 novembre 2009.

(3) Le montant intègre la provision liée à la prolongation du dispositif TaRTAM (1 195 millions d'euros). Avant prise en compte de cette provision, l'excédent brut d'exploitation 2008 serait de 15 435 millions d'euros. La croissance de l'excédent brut d'exploitation 2009 (qui n'intègre pas de provision liée à la prolongation du dispositif TaRTAM) est de 2 031 millions d'euros soit + 13,2 % par rapport à celui de 2008 (avant prise en compte de la provision TaRTAM).

(4) Le résultat avant impôts 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 sociétés mises en équivalence et des intérêts minoritaires.

(5) Le résultat net courant n'est pas défini par les normes IFRS et n'apparaît pas en lecture directe dans le compte de résultat consolidé du Groupe. Il correspond au résultat net part du Groupe hors éléments non récurrents nets d'impôts (voir § 9.6.9).

(6) - 9,6 % à périmètre et change constants.

EXTRAITS DES BILANS CONSOLIDÉS

Exercice clos au 31 décembre (en millions d'euros)	31/12/2009 ⁽²⁾	31/12/2008 ⁽¹⁾
Actif immobilisé	148 417	117 481
Stocks et clients	32 295	28 434
Autres actifs	49 485	41 982
Trésorerie et équivalents et autres actifs liquides	11 717	12 595
TOTAL DE L'ACTIF	241 914	200 492
Capitaux propres — part du Groupe	27 952	23 197
Intérêts minoritaires	4 773	1 801
Passifs spécifiques des concessions	39 884	38 516
Provisions	57 992	48 137
Emprunts et dettes financières ⁽³⁾	54 213	37 071
Autres passifs	57 100	51 770
TOTAL DU PASSIF	241 914	200 492

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2008 ont été retraitées de l'impact lié à l'application de la norme IAS 23 révisée « Coûts d'emprunts » (voir note 1 et 2 aux comptes consolidés).

(2) Les données publiées au titre de l'exercice 2009 intègrent les effets de la première consolidation de British Energy à compter du 5 janvier 2009, de Constellation Energy Nuclear Group à compter du 6 novembre 2009, de SPE à compter du 26 novembre 2009.

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

CASH FLOW OPÉRATIONNEL

Exercice clos au 31 décembre (en millions d'euros)	2009	2008	Variation en valeur	Variation (en %)
Cash flow opérationnel ⁽¹⁾	12 133	10 083	2 050	20,3

(1) Le cash flow opérationnel n'est pas défini par les normes IFRS et n'apparaît pas en lecture directe dans le tableau de flux de trésorerie consolidé du Groupe.

EDF utilise comme indicateur le « cash flow opérationnel » qui vise à évaluer la capacité du Groupe à générer de la trésorerie disponible. Cet indicateur, appelé également « Funds from operations » (FFO), est égal aux flux de trésorerie nets générés par l'exploitation (Tableau des flux de trésorerie) corrigé d'effets non récurrents, hors variation du besoin en fonds de roulement, diminué des frais financiers nets décaissés et de l'impôt sur le résultat payé.

INFORMATIONS RELATIVES À L'ENDETTEMENT FINANCIER

Exercice clos au 31 décembre (en millions d'euros)	31/12/2009	31/12/2008	Variation en valeur	Variation (en %)
Emprunts et dettes financières	53 868	37 451	16 417	43,8
Dérivés de couvertures des dettes	373	(381)	754	- 197,9
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(6 982)	(5 869)	(1 113)	19,0
Actifs liquides	(4 735)	(6 725)	1 990	- 29,6
Dettes financières nettes des sociétés figurant dans les passifs non courants détenus en vue de la vente	(28)	-	(28)	n.s.
ENDETTEMENT FINANCIER NET	42 496	24 476	18 020	73,6

9.2 Éléments de conjoncture et événements marquants de l'exercice

9.2.1 Éléments de conjoncture

La crise de grande ampleur qui affecte l'économie mondiale depuis l'automne 2008 a pesé fortement sur la demande électrique européenne (avec un recul moyen de 3 % en 2009 par rapport à 2008), ainsi que sur les prix de l'électricité et du gaz naturel.

9.2.1.1 ÉVOLUTION DU PIB ⁽¹⁾

Après une baisse d'activité déjà forte fin 2008 et encore accentuée au premier trimestre 2009 dans une majorité de pays, l'activité des économies avancées ⁽²⁾ s'est stabilisée au deuxième trimestre, et a progressé au troisième trimestre 2009 (+ 0,5 %), principalement grâce aux plans de relance et à la normalisation de la situation financière. Cette amélioration n'a pas été homogène, certains pays comme l'Espagne et le Royaume-Uni n'étant toujours pas sortis de la récession.

Au quatrième trimestre, le climat conjoncturel semble continuer globalement de s'améliorer.

Le PIB au sein de l'OCDE devrait régresser de 3,6 % en 2009, après une croissance de 0,3 % en 2008 (+ 2,4 % en 2007). Dans la **zone Euro**, il devrait régresser de 3,9 % en 2009, après une croissance de 0,5 % en 2008 (+ 2,7 % en 2007).

En France, sur l'année 2009, le PIB serait en baisse de 2,3 % après une croissance de 0,3 % en 2008 (+ 2,1 % en 2007).

La baisse du PIB du Royaume-Uni devrait atteindre 4,7 % en moyenne annuelle en 2009, contre une progression de 0,6 % en 2008.

En Allemagne, l'évolution du PIB devrait être de - 4,8 %, après les + 1 % de 2008.

L'Italie enregistrerait une activité en repli de 4,9 % contre une décroissance de 1,0 % en 2008.

9.2.1.2 ÉVOLUTION DES PRIX DE MARCHÉS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DES PRINCIPALES SOURCES D'ÉNERGIE

9.2.1.2.1 PRIX DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ

– Prix spot en France, en Allemagne, au Royaume-Uni et en Italie ⁽³⁾

En 2009, les prix du jour pour le lendemain (spot) de l'électricité en Europe se sont repliés par rapport à 2008. Ils ont suivi l'évolution des prix des combustibles fossiles et des quotas de CO₂.

En **France**, les prix spot de l'électricité se sont établis, en moyenne en 2009, à 43 €/MWh en base et 58,2 €/MWh en pointe, en baisse de 37,8 % en base (- 26,1 €/MWh) et de 36,6 % en pointe (- 33,6 €/MWh) par rapport à 2008.

La consommation française a diminué d'environ 1,6 % ⁽⁴⁾ en 2009 par rapport à 2008, principalement en raison du ralentissement économique. La production d'électricité a été moins importante qu'en 2008, principalement en raison d'un nombre plus important de prolongations d'arrêts de tranches sur le parc nucléaire, liées notamment aux mouvements sociaux du printemps et à des aléas techniques sur les alternateurs et les générateurs de vapeur de certaines tranches.

En **Allemagne**, les prix *spot* se sont établis en moyenne à 38,9 €/MWh en base et 51,2 €/MWh en pointe en 2009. Ils ont diminué de 40,9 % (- 26,9 €/MWh) en base et de 41,9 % (- 36,9 €/MWh) en pointe par rapport

1 Source : note de conjoncture INSEE, décembre 2009. Pour ce qui concerne les prévisions, il s'agit d'estimations communiquées par l'INSEE.

2 Pays membres de l'OCDE (Organisation de Coopération et de Développement Économiques).

3 France : cotation moyenne de la veille sur la Bourse Powernext pour une livraison le jour même ; Allemagne : cotation moyenne de la veille sur la Bourse EEX pour une livraison le jour même ; Royaume-Uni : cotation moyenne Platts de la veille sur le marché de gré à gré pour une livraison le jour même ; Italie : cotation moyenne de la veille sur la Bourse GME (PUN) pour une livraison le jour même.

4 Source : RTE, bilan électrique 2009.

à 2008. Cette baisse plus prononcée des prix allemands par rapport aux prix français s'explique par une offre plus abondante en Allemagne qu'en France. Les prix spot allemands en base ont été en moyenne inférieurs de 4,2 €/MWh aux prix français en 2009 contre 3,4 €/MWh en 2008.

Au **Royaume-Uni**, les prix spot se sont établis en moyenne en 2009 à 41,1 €/MWh en base et 50 €/MWh en pointe, en baisse d'environ 55 % en base (- 48,9 €/MWh) comme en pointe (- 63,7 €/MWh) par rapport à 2008.

Cette baisse plus prononcée qu'en France et qu'en Allemagne s'explique par le net recul des prix du gaz en 2009 par rapport à 2008. En outre, la diminution des prix des quotas de CO₂ et le moindre impact des contraintes liées à la directive européenne GIC (Grandes Installations de Combustion) en raison des investissements réalisés au Royaume-Uni dans des moyens de dépollution, ont tiré les prix spot à la baisse.

En **Italie**, les prix spot en base ont suivi la même tendance pour reculer de 25,9 % par rapport à 2008 et s'établir en moyenne à 63,7 €/MWh. Cette baisse moins marquée que dans les autres pays européens s'explique principalement par un plus faible recul des prix du gaz. En effet, en Italie, les prix des contrats gaz sont généralement calculés à partir de moyennes mobiles sur une durée qui peut aller jusqu'à 6 mois.

– Prix à terme de l'électricité en France, en Allemagne et au Royaume-Uni ⁽¹⁾

Après avoir fortement varié au cours de l'année 2008, les prix à terme de l'électricité ont été plus stables en 2009. En moyenne, ils s'inscrivent en baisse de plus de 30 % d'une année sur l'autre. Ils ont globalement suivi l'évolution des prix des combustibles fossiles et des quotas de CO₂.

En **France**, le contrat annuel 2010 s'est négocié en moyenne à 51,7 €/MWh en base et à 72,4 €/MWh en pointe, en baisse de 30,2 % par rapport au prix du contrat annuel 2009 coté en 2008.

Au cours des deux premiers mois de 2009, le contrat annuel 2010 a fortement diminué pour atteindre le 25 février son niveau historique le plus bas à 43,8 €/MWh avant de remonter à partir du mois de mars pour se stabiliser entre 47 et 55 €/MWh sur le second semestre. Sur les deux derniers mois de l'année, le contrat annuel 2010 répercute les variations des prix du contrat « 1^{er} trimestre 2010 » influencé par la variabilité des anticipations des acteurs des marchés de l'équilibre offre-demande pour l'hiver à venir.

En **Allemagne**, le contrat annuel 2010 a suivi la même tendance que le contrat annuel français. Il s'est établi à 49,2 €/MWh en base, soit une diminution de 30 % par rapport aux prix du contrat annuel 2009 coté en 2008. L'écart de prix entre les contrats allemands et français est resté stable au cours des trois premiers trimestres 2009 : le prix pour la France a été plus élevé de 2 €/MWh en moyenne. Cet écart augmente fortement en fin d'année pour atteindre 7 €/MWh au début du mois de novembre avant de redescendre à 3,5 €/MWh en fin d'année. Cette forte volatilité est liée à l'influence en fin d'année des prix spot français sur le contrat annuel 2010. En Allemagne au contraire, les prix à terme ont suivi de manière constante la baisse du prix des combustibles fossiles tout au long du deuxième semestre 2009.

Au **Royaume-Uni**, le contrat annuel « *April ahead* » base a suivi les évolutions des prix du gaz et des quotas de CO₂. Il a baissé tout au long du second semestre en raison d'une diminution des prix du gaz pour atteindre 45,7 €/MWh le 31 décembre 2009.

9.2.1.2.2 PRIX DES PERMIS D'ÉMISSION DE CO₂ ⁽²⁾

Les prix des quotas d'émission de CO₂ pour livraison en décembre 2010 ont baissé de 42,2 % par rapport aux prix des quotas pour livraison

2009 cotés en 2008. Ils s'établissent en moyenne à 13,4 €/t. La crise économique a entraîné un ralentissement de la production industrielle conduisant à une baisse des émissions de CO₂ avec pour conséquence une forte diminution des prix des quotas.

9.2.1.2.3 PRIX DES COMBUSTIBLES FOSSILES

	Gaz naturel (p/th)	Charbon (\$/t)	Pétrole (\$/bl)
Prix fin 2008	58,8	86	45,6
Prix fin 2009	46,3	87,3	77,9
Variation moyenne 2009/2008 en %	- 36,2	- 40,2	- 36,5
Plus haut de l'année	60,4	97,5	79,7
Plus bas de l'année	33,1	70,5	39,6
Moyenne de l'année	47	83,5	62,7

Les prix à terme **du charbon** ⁽³⁾ (Europe – indice API2) ont baissé de 40,2 % en 2009 par rapport à 2008, pour s'établir en moyenne à 83,5 \$/t. Cette baisse est le résultat d'une forte progression des stocks qui atteignent des niveaux records en Europe, conséquence d'un recul de la demande en charbon à l'échelle mondiale depuis le deuxième semestre 2008. Ce recul a en outre entraîné une diminution des échanges internationaux, et par conséquent une baisse des prix du fret maritime. En 2009, les prix à terme du charbon ont été moins volatils comparés à l'année précédente : ils ont oscillé dans une fourchette comprise entre 70 et 100 \$/t tout au long de l'année.

Le cours moyen **du pétrole** ⁽⁴⁾ (Brent) s'établit à 62,7 \$/bl, en baisse de 35,9 \$/bl par rapport à 2008.

On distingue deux phases au cours de l'année 2009. De janvier à mars, les prix stagnent à un point bas proche de 45 \$/bl, niveau atteint suite à la chute des prix durant le second trimestre 2008, du fait de la crise économique. À partir du mois d'avril, quelques signes de relance économique aux États-Unis et dans la zone Asie-Pacifique entraînent un rebond des cours. Les prix du pétrole repartent à la hausse pour terminer l'année à 77,9 \$/bl.

Le **prix du contrat annuel de gaz naturel** ⁽⁵⁾ au Royaume-Uni s'est établi à 47 p/th en moyenne en 2009, en recul de 36,2 % par rapport à 2008. Contrairement aux prix des autres commodités énergétiques qui ont rebondi à partir du second semestre, les prix à terme du gaz ont poursuivi leur baisse tout au long de l'année en raison :

- de la diminution de la demande industrielle engendrant des stocks importants ;
- de l'augmentation de l'offre suite à la mise en service de plusieurs terminaux méthaniers sur les côtes anglaises.

Les prix du gaz sur le North British Pool clôturent à 46,3 p/th au 31 décembre 2009.

1 France et Allemagne : cotation moyenne Platts du contrat annuel 2009 ; Royaume Uni : cotation moyenne Platts des contrats annuels avril 2008 puis avril 2009 (au Royaume-Uni, la livraison du contrat annuel a lieu de début avril à fin mars, suivant le calendrier NETA).

En Italie, il n'y a pas de marché à terme de l'électricité.

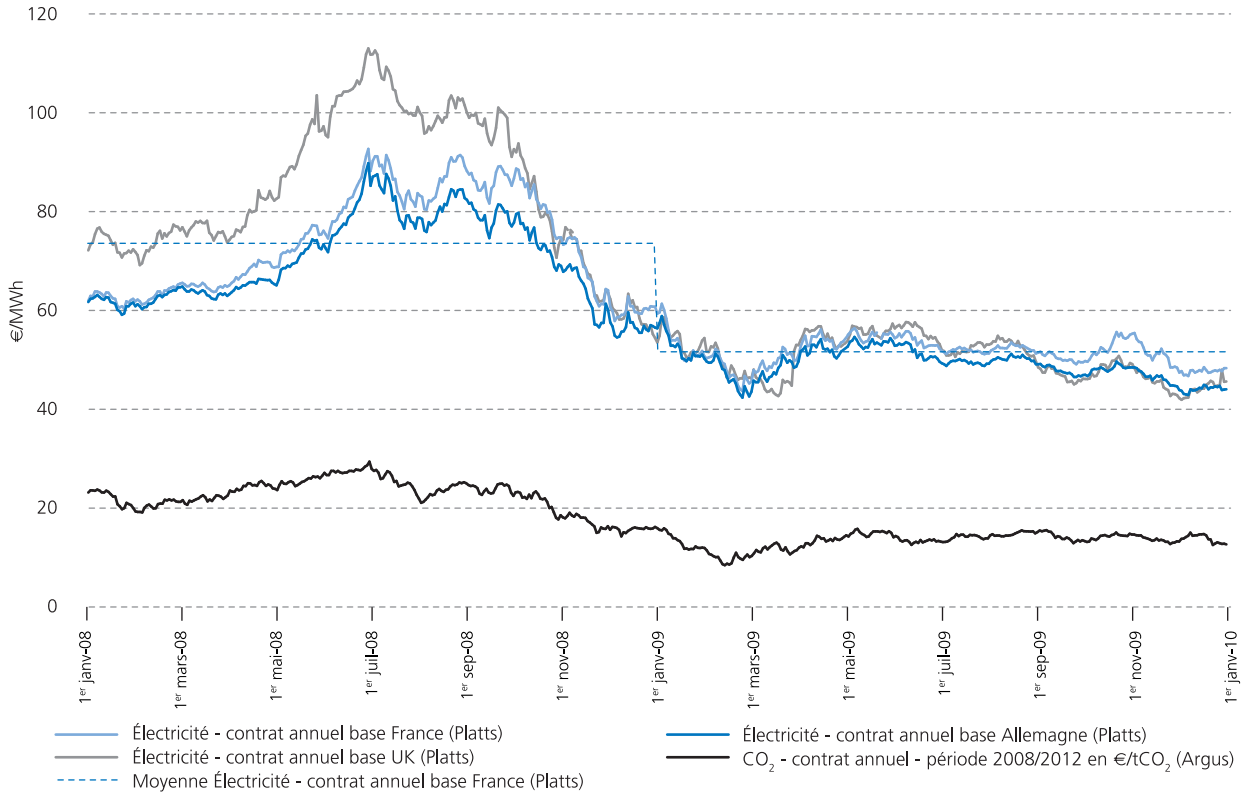
2 Cotation moyenne Argus du premier contrat annuel de la phase II (2008-2012).

3 Cotation moyenne Argus du premier contrat annuel pour une livraison en Europe (CIF ARA).

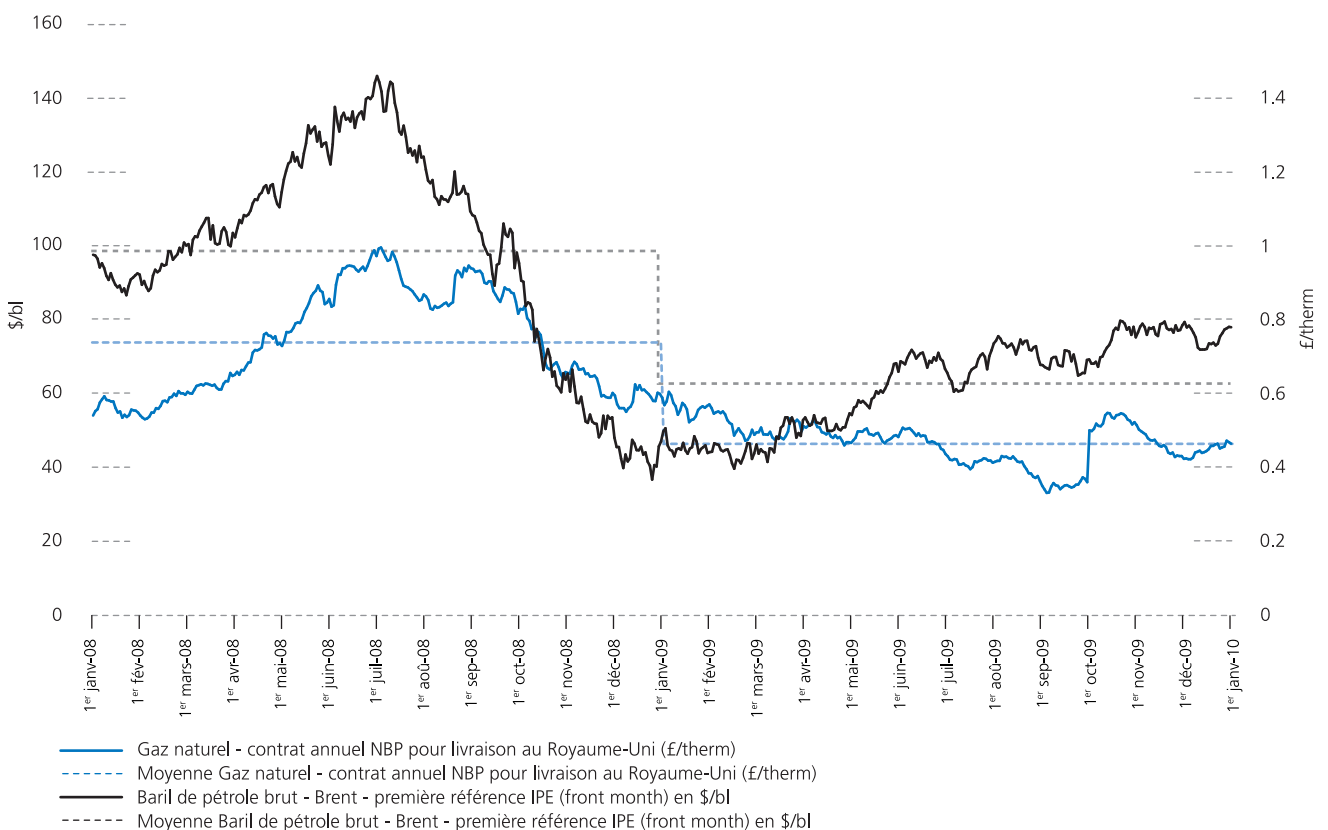
4 Baril de pétrole brut – Brent – première référence IPE (*front month*) en dollars US per baril.

5 Cotation moyenne Platts du premier contrat annuel pour une livraison commençant en octobre au Royaume-Uni (NBP ; en pence per therm).

ÉVOLUTION DES PRIX À TERME DE L'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE, EN ALLEMAGNE ET AU ROYAUME-UNI ET DES PRIX DES PERMIS D'ÉMISSIONS DE CO₂ (PHASE II 2008-2012)



ÉVOLUTION EN 2008 ET 2009 DES PRIX À TERME DU GAZ ET DU BRENT





9.2.1.3 CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ (1)

En 2009, la consommation intérieure française d'électricité est de 486,4 TWh, en baisse de 1,6 % par rapport à 2008. Cette baisse s'atténue en fin d'année 2009 : les consommations de novembre et décembre dépassent le niveau atteint en novembre et décembre 2008, période à laquelle les effets de la crise économique étaient déjà perceptibles.

La consommation de la grande industrie baisse de 8,6 % par rapport à 2008. La consommation d'électricité des PME-PMI diminue en 2009 de 3 % environ.

En revanche, la consommation de la clientèle raccordée en basse tension (ménages, professionnels, services publics, éclairages publics, divers tertiaire) augmente de 2 % par rapport à 2008 (en ligne avec l'augmentation de 3 % en 2008 par rapport à 2007).

Les consommations à la pointe en hiver poursuivent leur forte croissance.

La consommation intérieure estimée d'électricité serait en baisse en 2009 de près de 7 % au **Royaume-Uni** (environ 320 TWh), 5,5 % en **Allemagne** (environ 518 TWh) et 6,7 % en **Italie** (environ 290 TWh).

9.2.1.4 TARIFS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ NATUREL

En **France**, à compter du 15 août 2009, les tarifs de vente de l'électricité ont augmenté de 1,9 % pour le tarif bleu, 4 % pour le tarif jaune et de 5 % pour le tarif vert.

Au total, la hausse moyenne pour l'ensemble de ces tarifs est de 2,7 % hors TaRTAM.

Par ailleurs, les nouveaux tarifs d'acheminement (TURPE 3), adoptés, sur proposition de la CRE, par les pouvoirs publics par décision du 5 juin 2009, sont entrés en vigueur le 1^{er} août 2009.

Ces tarifs permettent à ERDF et RTE de financer leurs investissements et de mettre en œuvre un programme ciblé de redressement de la qualité pour ERDF et un programme de sécurisation mécanique pour RTE. Ils incitent également ERDF et RTE à améliorer leurs performances et à favoriser la maîtrise de l'énergie.

Les nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux s'appliquent sur une période de 4 ans à partir du 1^{er} août 2009. Ils prévoient une hausse lors de leur entrée en vigueur de 2 % du tarif d'utilisation du réseau de transport et de 3 % du tarif d'utilisation des réseaux de distribution.

De 2010 à 2012, l'évolution tarifaire est notamment indexée chaque année sur l'inflation.

Au **Royaume-Uni**, après augmentation de ses tarifs d'électricité de 17 % et de gaz naturel de 22 % en juillet 2008, EDF Energy a baissé ses tarifs d'électricité pour les clients résidentiels et les petites et moyennes entreprises de 8,8 % à compter de fin mars 2009.

Par ailleurs, concernant les tarifs de distribution, EDF Energy a accepté le 23 décembre 2009 la proposition de baisse tarifaire formulée par l'Ofgem pour la période courant du 1^{er} avril 2010 au 31 mars 2015.

En **Allemagne**, après une augmentation de son tarif de base d'électricité de 4,9 % en moyenne le 1^{er} juillet 2008 avec garantie de stabilité sur un an, EnBW a augmenté de 7,5 % son tarif de base d'électricité « EnBW Komfort » au 1^{er} juillet 2009 (applicable à environ 1,5 million de clients). Cette augmentation s'applique également à compter du 1^{er} janvier 2010 aux clients ayant opté pour un tarif particulier.

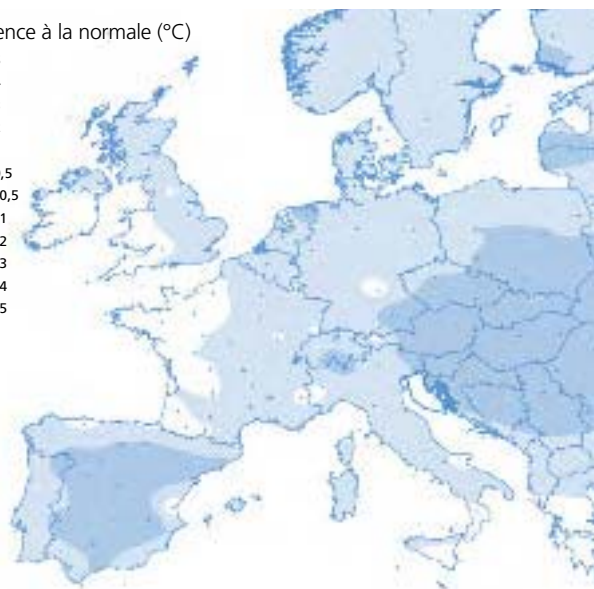
Pour l'activité gaz naturel, après une augmentation de 19,7 % du prix au 1^{er} novembre 2008, EnBW a baissé à trois reprises son tarif de base de gaz « ErdgasPlus » au cours de l'année 2009, ce qui représente au total une baisse de 22,1 %.

9.2.1.5 CONDITIONS CLIMATIQUES

9.2.1.5.1 TEMPÉRATURES

DIFFÉRENCE À LA NORMALE ANNUELLE DES TEMPÉRATURES MOYENNES DE JANVIER 2009 À DÉCEMBRE 2009 (2)

Différence à la normale (°C)



L'année 2009 a été, en France, globalement plus douce de 0,3 °C en moyenne que l'année 2008, malgré des mois de janvier et février nettement plus froids (respectivement - 4,1 °C et - 2,2 °C). Le milieu de l'année 2009 (de mars à octobre), a présenté des températures en moyenne plus conformes aux normales de saison. Enfin, le mois de novembre a été marqué par des températures plus douces que les normales de saison (+ 2,0 °C), tandis que les températures de la seconde partie de décembre ont été plus froides. Le dernier trimestre a été globalement plus doux que les normales de saison (+ 0,5 °C) et que le dernier trimestre 2008 (+ 1,4 °C).

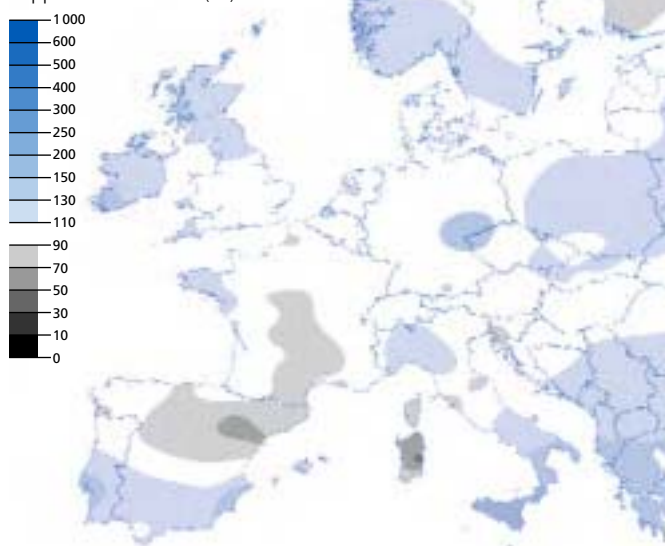
1 Pour les pays autres que la France, estimations fournies par les filiales locales d'EDF.

2 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 sur l'Europe de l'Est de 1961 à 1990.

9.2.1.5.2 PLUVIOMÉTRIE

PLUVIOMÉTRIE 2009 (1)

Rapport à la normale (%)



En France, les précipitations ont été supérieures à la normale sur les cinq premiers mois de 2009, tout particulièrement sur les Alpes du Sud et les Pyrénées, voisines de la normale sur le Massif Central et les Alpes du Nord. De juillet à octobre, un déficit significatif de précipitation s'est progressivement installé sur l'ensemble du pays, notamment en septembre. Sur l'année, les précipitations sont globalement déficitaires. En conséquence, sur 2009, le productible hydraulique EDF est déficitaire (déficit de l'ordre de 10 % par rapport aux moyennes historiques).

9.2.2 Événements marquants (2) (3)

9.2.2.1 DÉVELOPPEMENTS STRATÉGIQUES

Le Groupe a réalisé plusieurs opérations stratégiques majeures en 2009 : finalisation de l'acquisition de British Energy au Royaume-Uni et partenariat avec Centrica conduisant à la prise de contrôle de SPE en Belgique, acquisition de 49,99 % des activités de production et d'exploitation nucléaires de Constellation Energy Group aux États-Unis et participation au nouvel ensemble Alpiq en Suisse. Ces opérations devraient permettre au Groupe d'être un leader du renouveau nucléaire mondial. Les investissements opérationnels sont par ailleurs en forte augmentation dans toutes les activités du Groupe.

9.2.2.1.1 DÉVELOPPER LE NUCLÉAIRE DANS LE MONDE

9.2.2.1.1.1 Activités France

EPR Flamanville

Au cours de l'année 2009, les travaux se sont poursuivis sur le chantier de la nouvelle unité de Flamanville 3 dont le démarrage est prévu en 2012 pour une première production électrique commercialisable en 2013.

Projet EPR de Penly (Seine-Maritime)

Le 1^{er} mai 2009, il a été annoncé que cet EPR sera réalisé par EDF, dans le cadre d'une société de projet. GDF-Suez sera associé à l'opération.

Le capital de la société de projet sera réparti comme suit : EDF détient en propre 50 % plus une action du capital ; GDF-Suez détient 33,33 % plus une action du capital. Par ailleurs, GDF-Suez décidera avec Total d'une éventuelle rétrocession d'une fraction de sa participation à cette entreprise. Enfin, EDF décidera de la participation d'autres électriciens (notamment Enel) au projet, via la fraction résiduelle de 16,66 % du capital.

9.2.2.1.2 Royaume-Uni

Le succès en janvier 2009 de l'offre publique d'achat amicale sur **British Energy**, le 1^{er} producteur britannique d'électricité, constitue une étape importante du développement du Groupe au Royaume-Uni et dans le domaine du nucléaire au niveau mondial.

Dans ce cadre, un **accord avec Centrica** a été conclu aux termes duquel Centrica a acquis une participation de 20 % dans British Energy pour 2,3 milliards de livres sterling et EDF a acquis la participation indirecte de 51 % de Centrica dans **SPE** (pour 1,2 milliard de livres sterling soit 1,3 milliard d'euros).

EDF et Centrica ont formé une joint-venture sur une base 80/20 par laquelle ils entreprendront les activités de pré-développement d'un programme de renouveau nucléaire au Royaume-Uni. EDF et Centrica ont pour objectif, dans le cadre de ce programme, de construire et exploiter quatre réacteurs nucléaires de technologie EPR pour des mises en service successives à partir de 2017.

Exercice de l'option d'achat de la centrale d'Eggborough par les créanciers

Le 25 août 2009, un consortium de banques ayant participé au financement de l'acquisition de la centrale à charbon d'Eggborough par British Energy en 2000, a annoncé l'exercice de son option d'achat de la centrale dans les conditions prévues par le « *Share Option Agreement* » signé avec British Energy en 2005.

Le transfert de propriété devrait s'effectuer le 31 mars 2010.

9.2.2.1.3 États-Unis

Après avoir obtenu l'ensemble des approbations au niveau fédéral et de l'État du Maryland, EDF, au travers de sa filiale à 100 % EDF Inc., et Constellation Energy Group ont finalisé le 6 novembre 2009, dans les conditions financières prévues initialement, la transaction relative à la prise de participation d'EDF Inc dans Constellation Energy Nuclear Group LLC, détenant les actifs nucléaires de Constellation Energy Group aux États-Unis.

Au terme de cette transaction, le groupe EDF a acquis 49,99 % des activités de production et d'exploitation nucléaires de Constellation Energy Group (représentant au total 3,9 GW) pour 4,6 milliards de dollars soit 3,1 milliards d'euros (dont 0,7 milliard d'euros versés en 2008).

9.2.2.1.4 Chine

EDF et China Guangdong Nuclear Power Corp. (« CGNPC ») ont signé en novembre 2007 un accord permettant à EDF de devenir investisseur et opérateur en Chine, par l'intermédiaire d'une participation de 30 %

1 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.

2 Les événements marquants relatifs aux litiges figurent au chapitre 15 du présent document.

3 L'évolution de l'environnement économique est décrite au § 9.2.1.



au capital d'une société ayant pour objet de construire, détenir et exploiter deux réacteurs nucléaires de technologie EPR à Taishan dans la province du Guangdong. Après la signature à Pékin, en août 2008, des accords finaux de création de cette société, la Taishan Nuclear Power Joint Venture Company (TNPJVC) a été créée le 21 décembre 2009 avec l'accord des autorités chinoises, concrétisant l'entrée d'EDF dans le projet comme partenaire et actionnaire. Les travaux de coulée du premier béton de l'unité 1 de la centrale ont été réalisés avec succès fin octobre 2009. Les deux tranches nucléaires de Taishan devraient être mises en service en 2013 et 2015.

9.2.2.1.1.5 Italie

EDF et ENEL ont conclu le 24 février 2009 un partenariat industriel pour le développement de l'énergie nucléaire en Italie.

Dans ce cadre, EDF et ENEL ont créé une joint-venture à 50/50 (« Sviluppo Nucleare Italia SRL »), dont l'objectif est de mener les études de faisabilité pour la construction d'au moins 4 réacteurs de technologie EPR en Italie, et ont signé un accord prévoyant d'étendre la participation d'ENEL dans le nouveau programme français, et de l'associer dans la construction et l'exploitation du nouveau réacteur EPR à Penly dont la réalisation sera conduite par EDF.

9.2.2.1.1.6 Accord AREVA – EDF pour la gestion des combustibles nucléaires usés (1)

EDF et AREVA ont signé le 19 décembre 2008 un accord de coopération industrielle de long terme (2040), portant sur l'évacuation de l'ensemble des combustibles usés d'EDF, les conditions techniques et financières du transport, le traitement et le recyclage du combustible usé (2008-2012), ainsi que le montant de la soulte libératoire pour le démantèlement de l'usine AREVA de La Hague.

Les montants et les échéances des versements relatifs à la soulte libératoire pour le démantèlement de l'usine ont été arrêtés en juillet 2009. La déclinaison de cet accord est en cours de finalisation.

Les négociations ont été conclues le 5 février sur les principes d'application des autres points de l'accord qui devraient pouvoir être déclinés à brève échéance dans le contrat d'exploitation 2008-2012.

9.2.2.1.2 RENFORCER LES POSITIONS EUROPÉENNES D'EDF

9.2.2.1.2.1 Royaume-Uni

Acquisition du groupe British Energy

Outre qu'elle devrait permettre à EDF de jouer un rôle important dans le renouveau du nucléaire au Royaume-Uni (voir § 9.2.2.1.2 ci-dessus), cette acquisition renforcera l'équilibre entre les activités amont et aval d'EDF Energy.

Réseaux de distribution d'électricité

Dans le cadre de son objectif de réduction de sa dette financière d'au moins 5 milliards d'euros à fin 2010, EDF a annoncé le 2 octobre 2009 avoir initié un processus d'examen des options d'évolution de la propriété de ses réseaux de distribution d'électricité au Royaume-Uni.

9.2.2.1.2.2 Allemagne

EnBW acquiert 26 % d'EWE

EnBW a acquis le 21 juillet 2009 26 % d'EWE (un des plus grands énergéticiens allemands, basé dans le nord de l'Allemagne) pour un montant d'environ 2 milliards d'euros (soit une quote-part EDF d'environ 1 milliard d'euros).

Renforcement des capacités de production du Groupe en Allemagne

EnBW a renforcé significativement en 2009 ses capacités de production en Allemagne :

- en mai 2009, EnBW a acheté à E.ON 50 % de ses parts dans la centrale charbon de Lippendorf, ainsi que 8,3 % de sa participation dans la centrale charbon de Bexbach ;
- le 30 septembre 2009, EDF, EnBW et E.ON ont signé des accords sur des échanges de droits de tirage et d'actifs de production électrique, pour plus de 1 200 MW entre la France et l'Allemagne. Aux termes de ces accords, EnBW a acquis un droit de tirage d'énergie nucléaire de 800 MW en Allemagne issu du portefeuille nucléaire d'E.ON, une participation majoritaire dans la centrale de Rostock, soit une puissance de 256 MW et un droit de tirage de 159 MW sur la centrale charbon de Buschhaus. En contrepartie, E.ON a acquis un droit de tirage nucléaire de 800 MW en France à partir des droits de tirage historiques dont dispose EnBW sur la production nucléaire d'EDF et EDF a cédé à E.ON, conjointement avec Charbonnages de France (actionnaire historique à hauteur de 16,25 %), sa participation de 18,75 % dans la SNET ;
- le 1^{er} octobre 2009, EnBW a acquis auprès de STAWAG les 16,7 % (159 MW) résiduels de la centrale de Bexbach et dispose ainsi de 100 % de la capacité (714 MW) de cette centrale.

Sur l'année 2009, ces opérations, combinées à l'acquisition de trois parcs de production éoliens *onshore* en territoire allemand, ont permis à EnBW d'accroître ses capacités de production de près de 1 100 MW.

9.2.2.1.2.3 Suisse

Évolution de la participation d'EDF dans Alpiq Holding SA (ex-Atel Holding SA), nouveau leader suisse dans le domaine de l'énergie

Les accords conclus en décembre 2008 ont permis à EDF de détenir à partir de la fin du mois de janvier 2009 une participation directe de 25 % dans le nouvel énergéticien suisse Alpiq Holding SA, issu du regroupement des activités des énergéticiens suisses Atel et EOS.

Le montant global de l'opération s'élève pour EDF à 1 058 millions de francs suisses (soit environ 705 millions d'euros). Pour la financer, EDF a effectué un apport des droits de tirage en énergie issus de sa participation de 50 % dans le barrage d'Emosson, évalués à 722 millions de francs suisses et a payé le solde en numéraire.

9.2.2.1.2.4 Benelux

SPE

Le 12 novembre 2009, la Commission européenne a autorisé l'opération d'acquisition par EDF de la participation de 100 % de Centrica dans Segebel, qui détient 51 % de SPE, second producteur d'électricité belge.

Cette autorisation est intervenue à l'issue d'une procédure dite de Phase 1, et en contrepartie d'engagements d'EDF de céder un de ses deux projets en développement de centrales cycles combinés à gaz en Belgique. Le groupe EDF s'est en outre engagé à céder son autre projet de centrale cycle combiné à gaz en Belgique à une date ultérieure si à cette date le groupe EDF décidait de ne pas investir lui-même dans ce projet. SPE est intégré globalement dans les comptes du groupe EDF à compter de la date d'acquisition de Segebel par EDF Belgium, soit le 26 novembre 2009.

1 Rédaction faite le 3 février 2010.

Mise en service industrielle d'une centrale cycle combiné à gaz aux Pays-Bas

EDF et la société Delta N.V., partenaires à parité pour la construction d'une centrale CCG de 870 MW aux Pays-Bas, ont mis en service les deux unités de la centrale respectivement le 20 octobre 2009 et le 13 décembre 2009. Ils disposent chacun de 50 % de l'électricité produite.

9.2.2.1.2.5 Autriche

EDF a porté, en juin 2009, de 20 % à 25 %, sa participation dans l'énergéticien autrichien ESTAG, désormais consolidé en intégration proportionnelle dans les comptes du Groupe.

9.2.2.1.2.6 Développements dans l'activité gaz naturel

Le Groupe a poursuivi en 2009 sa stratégie de sécurisation de ses approvisionnements gaziers.

Edison

Edison a signé, le 15 janvier 2009, un accord avec le Gouvernement égyptien et EGPC portant sur les droits d'exploration, de production et de développement des **champs gaziers d'Aboukir** et a ainsi augmenté ses réserves d'hydrocarbures de 27 milliards de m³. La production annuelle totale de gaz naturel du champ d'Aboukir est de 1,5 milliard de m³.

Edison a annoncé le 31 mars 2009 une nouvelle découverte d'hydrocarbures sur le site qui pourrait permettre d'accroître la production d'environ 30 % par rapport au niveau de production à cette date.

Par ailleurs, Edison a mis en service fin août 2009, le terminal de regazéification de **Rovigo**. Ce terminal *offshore* appartient à la société Adriatic LNG, dont Edison détient 10 % (Qatar Petroleum 45 %, ExxonMobil 45 %). Edison détient 80 % des capacités de regazéification, et devrait recevoir 6,4 Gm³/an de GNL en provenance de RasGas II (Qatar).

Partenariat avec Gazprom

EDF et Gazprom ont signé le 27 novembre 2009 un accord-cadre ouvrant la possibilité pour EDF de participer à la construction de la section sous-marine du **gazoduc South Stream**. L'accord précise également que l'entrée d'EDF dans South Stream prévoit la signature de nouveaux contrats de long terme de fourniture de gaz naturel. Par ailleurs, il stipule des possibilités de coopération dans le domaine de l'électricité, en France et hors de France.

Le 20 octobre 2009, les filiales de *trading* d'EDF et de Gazprom ont annoncé avoir conclu un accord prévoyant des échanges de livraison de gaz naturel entre les États-Unis et l'Europe, portant sur 0,5 Gm³/an sur les 5 prochaines années.

9.2.2.1.3 RENFORCER LES ÉNERGIES RENOUVELABLES ET LES TECHNOLOGIES PERFORMANTES SUR LE PLAN ENVIRONNEMENTAL

9.2.2.1.3.1 EDF Énergies Nouvelles

Le Groupe poursuit son développement dans les énergies renouvelables, en particulier l'éolien et le solaire photovoltaïque, via sa filiale EDF Énergies Nouvelles (EDF EN) dont l'objectif est d'atteindre une capacité nette installée de 4 200 MW fin 2012 dont 500 MWC de solaire photovoltaïque.

Dans l'éolien, EDF EN a augmenté de 619 MW ses capacités de production au cours de l'année totalisant ainsi, au 31 décembre 2009, 2 650 MW bruts d'éolien. Les mises en service de parcs ont eu lieu principalement aux États-Unis (253 MW), en France (105 MW), en Italie (57 MW), en Turquie (45 MW), en Grèce (38 MW), au Mexique (38 MW), au Royaume-Uni (34 MW), et en Belgique (30 MW).

EDF EN a par ailleurs poursuivi l'accélération de son **développement dans la filière solaire photovoltaïque** en mettant en service au cours de l'année 60 MWC principalement en France, en Italie et au Canada. Fin 2009, la capacité solaire en exploitation d'EDF EN s'élevait à 81 MWC bruts auxquels s'ajoutaient 139 MWC en construction.

Pour accompagner son développement dans le solaire, EDF EN a signé le 23 juillet 2009 avec First Solar, premier fabricant mondial de panneaux photovoltaïques, un accord stratégique portant sur la construction d'une usine de fabrication de panneaux solaires en France (plus de 100 MWC par an). EDF Énergies Nouvelles s'est engagé à financer la moitié de la construction de l'usine et bénéficiera, pour son propre approvisionnement, de la totalité de la production pendant les dix premières années.

9.2.2.1.3.2 Renault-Nissan et EDF renforcent leur collaboration sur les véhicules électriques zéro émission

Les deux partenaires ont franchi une nouvelle étape dans le développement du véhicule électrique qui doit être mis en service à l'horizon 2011.

EDF et Renault ont signé dans ce cadre le 22 juin 2009 un contrat portant sur un système de charge qui permet un échange de données sécurisé entre la borne de recharge et le véhicule.

9.2.2.1.3.3 EDF s'engage dans la technologie de production d'électricité à partir de « charbon supercritique » en Chine

Le groupe EDF a acquis, en octobre 2009, 35 % de la société de projet Datang Sanmenxia Power Generation Company (« DSPC »), centrale thermique au charbon supercritique de deux fois 600 MW (Sanmenxia Phase II) à Sanmenxia dans la Province du Henan (Chine), pour un montant d'environ 35 millions d'euros.

9.2.2.1.3.4 EDF et l'électricien russe INTER RAO signent un contrat-cadre dans le domaine de l'efficacité énergétique

Fin 2009, EDF et l'électricien INTER RAO ont signé un contrat-cadre par lequel les deux groupes s'engagent à étudier la faisabilité d'échanges d'actifs et d'investissements croisés dans des projets d'efficacité énergétique en Russie.

9.2.2.2 ACTIVITÉS EN FRANCE

9.2.2.2.1 PRODUCTION NUCLÉAIRE

La production nucléaire s'établit en 2009 à 390 TWh, un volume en baisse de 28 TWh (soit 6,7 %) par rapport à celui de 2008 (418 TWh). L'écart de production de 28 TWh résulte :

- des mouvements sociaux qui ont entraîné des prolongations d'arrêts de tranches majoritairement sur le second semestre et des pertes de production par baisse de puissance sur les tranches en marche ; ceci explique une perte de production nucléaire (nette de la modulation évitée) d'environ 17 TWh sur l'ensemble de l'année ;
- plusieurs arrêts fortuits ou prolongations d'arrêts, principalement survenus au second semestre, liés en particulier à des défaillances d'équipements (générateurs de vapeur, alternateurs, transformateurs) dont le remplacement était nécessaire et déjà programmé pour partie dès 2010. Ces événements ont conduit à une perte de production d'environ 6 TWh ;
- de l'arrêt au cours du premier trimestre 2009 des tranches de la centrale de Blayais suite à la présence de débris végétaux et de bouchons vaseux dans la Gironde après la tempête Klaus et de baisses de charge à la centrale de Cruas suite à l'entartrage des aéroréfrigérants en novembre 2009.



- Ces événements ont diminué la production nucléaire d'environ 3 TWh ;
- de l'effet année bissextile 2008 qui conduit mécaniquement à la perte d'un jour de production en 2009, soit environ 1 TWh ; et,
 - d'un recours plus fréquent à la modulation qui a réduit la production nucléaire d'environ 1 TWh.

Ainsi, le coefficient Kp ou « Load factor » ⁽¹⁾, de 70,7 % en 2009, est en retrait par rapport à celui de 2008 (75,3 %). C'est la résultante d'un Kd (coefficient de disponibilité) en 2009 de 78 %, en retrait de 1,2 point par rapport à celui de 2008, et d'un Ku (coefficient d'utilisation) de 90,6 % en 2009, en baisse de 4,6 points par rapport à celui de 2008.

9.2.2.2.2 TEMPÊTES DANS LE SUD-OUEST

Des tempêtes d'une intensité exceptionnelle, et notamment la tempête Klaus, ont touché plusieurs départements du Sud-Ouest de la France en début d'année 2009.

Le coût de ces tempêtes, affectant essentiellement la filiale de distribution ERDF, est estimé à environ 160 millions d'euros.

9.2.2.3 ENVIRONNEMENT RÉGLEMENTAIRE (FRANCE)

9.2.2.3.1 ÉVOLUTION DU MARCHÉ

– Concessions de forces hydrauliques

L'article 7 de la loi n° 2006-1772 du 30 décembre 2006 sur l'eau et les milieux aquatiques a supprimé le droit de préférence au concessionnaire sortant, institué par la loi du 16 octobre 1919 relative à l'utilisation de l'énergie hydraulique.

L'article 33 de la loi de finances rectificative pour 2006 (n° 2006-1771 du 30 décembre 2006) prévoit au profit du concessionnaire sortant le principe d'une indemnisation de la part non amortie de ses investissements réalisés durant la deuxième moitié du contrat, sans que cette durée puisse être inférieure à 10 ans, et à l'exclusion de ceux qui auraient été nécessaires à la remise en bon état des ouvrages à la fin de la concession.

Le décret d'application n° 2008-1009 du 26 septembre 2008 a apporté notamment des précisions sur les modalités d'indemnisation des travaux effectués lors de la deuxième moitié de la concession et réalisés antérieurement à la publication du décret. Conformément aux dispositions prévues par ce décret, EDF a déposé au début de l'année 2009 une demande d'agrément des dépenses éligibles à indemnisation auprès du Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement Durable et de la Mer. L'instruction de ce dossier est en cours.

La prise en compte de ces évolutions réglementaires a conduit à modifier, à compter du 1^{er} janvier 2009, le plan d'amortissement des ouvrages remis gratuitement en fin de concession et non indemnifiables en l'accélération sur la durée résiduelle de la concession lorsque cette dernière est inférieure à la durée de vie technique des ouvrages.

L'accélération du plan d'amortissement a conduit à une charge supplémentaire de 14 millions d'euros sur l'exercice 2009.

9.2.2.3.2 TRAVAUX DE LA COMMISSION CHAMPSAUR, PROJET DE LOI NOME

Dans l'anticipation de l'évolution de la concurrence en France, le Gouvernement a confié le 24 octobre 2008, à une commission sous la présidence de Paul Champsaur : « une réflexion sur le cadre tarifaire et les évolutions législatives et réglementaires souhaitables pour permettre à la France de disposer d'un cadre clair et stable pour le marché électrique français,

protecteur des intérêts des consommateurs et s'inscrivant dans un contexte européen d'ouverture du marché de l'électricité ⁽²⁾ ».

Dans son rapport publié le 27 avril 2009, la « Commission Champsaur » a émis un certain nombre de propositions visant à favoriser un marché de l'électricité plus concurrentiel, tant en amont qu'en aval. Une des propositions de la Commission Champsaur est « d'attribuer à tout fournisseur un droit d'accès à l'électricité de base à un prix régulé reflétant les conditions économiques du parc nucléaire historique pour un volume proportionné à son portefeuille de clientèle sur le territoire national ».

Un projet de loi devrait être déposé devant le Parlement en 2010, pour la mise en place d'une nouvelle organisation des marchés de l'électricité en France.

9.2.2.3.3 LOIS SRU – UH (RELATIVES À LA SOLIDARITÉ ET AU RENOUVELLEMENT URBAIN – URBANISME ET HABITAT)

Les textes d'application des articles des lois SRU (Solidarité Renouvellement Urbains) et UH (Urbanisme et Habitat) relatifs aux opérations de raccordement au réseau public de distribution d'électricité ont mis en œuvre, à compter du 1^{er} janvier 2009, un nouveau dispositif dont les principales caractéristiques sont les suivantes :

- définition des opérations de raccordement avec distinction de la partie extension et de la partie branchement ainsi qu'identification précise des bénéficiaires (Collectivités en Charge de l'Urbanisme et clients raccordés) ;
- établissement d'un barème de prix unique pour la facturation des opérations de raccordement (barème approuvé par la Commission de Régulation de l'Énergie le 27 mars 2008) ;
- prise en charge directement en dedans du tarif d'acheminement d'une partie du prix de raccordement par application d'un taux de réfaction aux prix du barème (taux précisés dans l'arrêté du 17 juillet 2008) ;
- substitution de la part facturée aux bénéficiaires ou « contribution » aux mécanismes antérieurs (tickets de raccordement, participations et remises gratuites des aménageurs). Les contributions sont comptabilisées en chiffre d'affaires sur l'exercice au cours duquel elles sont reçues.

9.2.2.4 GOUVERNANCE

NOMINATION D'HENRI PROGLIO EN QUALITÉ DE PRÉSIDENT-DIRECTEUR GÉNÉRAL

Le nouveau mandat des administrateurs a pris effet le 23 novembre 2009 lors de la tenue de la première séance du conseil d'administration dans sa nouvelle composition. Celle-ci résulte des élections de six représentants des salariés le 19 mai 2009, de l'assemblée générale des actionnaires du 5 novembre 2009 qui a nommé six administrateurs sur proposition du Conseil d'administration ainsi que du décret du 18 novembre 2009 paru au Journal officiel de la République française le 19 novembre et portant nomination de six administrateurs représentant l'État.

1 « Kp » ou « Load factor » Ce taux est obtenu par la multiplication de deux coefficients (Kp = Kd x Ku) : un coefficient de disponibilité « Kd » (énergie disponible, c'est-à-dire l'énergie théorique maximale moins les pertes de production pour causes techniques inhérentes à la centrale, c'est-à-dire les arrêts programmés, les arrêts fortuits sur avaries ou pour impératifs de sûreté ainsi que la réalisation d'essais réglementaires, rapportée à l'énergie théorique maximale) ; un coefficient d'utilisation (énergie produite rapportée à l'énergie disponible « Ku »). Le Ku est le reflet des contraintes environnementales et sociales, de la fourniture des services système, et de l'optimisation opérée par EDF (combustible et modulation). Pour plus de détails, voir le DDR § 6.2.1.1.3.3.

2 Lettre de Mission, 24 octobre 2008.

Sur proposition du conseil d'administration du 23 novembre 2009 au Président de la République, Henri Proglio a été nommé Président Directeur Général d'EDF par décret du 25 novembre 2009 paru au Journal officiel de la République française du 27 novembre 2009. Il succède à Pierre Gadonneix.

9.2.2.5 RESSOURCES HUMAINES

MESURES D'ACCOMPAGNEMENT RELATIVES À LA RÉFORME DU RÉGIME DE RETRAITE DES INDUSTRIES ÉLECTRIQUES ET GAZIÈRES EN FRANCE

Dans le cadre de la réforme des retraites des personnels de la branche des IEG entrée en vigueur le 1^{er} juillet 2008 et selon les principes posés par le Document d'Orientation sur les Retraites, un accord a été signé le 29 janvier 2008 prévoyant les principales mesures d'accompagnement de cette réforme. Certaines de ces mesures sont entrées en application au 1^{er} janvier 2009 ou dans le courant de l'année 2009. Elles concernent :

- la couverture de prévoyance complémentaire obligatoire de branche entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2009 ;
- la retraite supplémentaire mise en place par le groupe EDF en application de l'accord de branche du 21 février 2008 également entrée en vigueur au 1^{er} janvier 2009 ;
- le plan d'épargne retraite collectif Groupe (PERCO) mis en place, pour EDF, le 21 septembre 2009.

Les négociations pour la prise en compte de la spécificité des métiers se sont achevées fin 2009. L'accord est ouvert à la signature jusqu'à la fin février 2010.

Par ailleurs, des négociations sont actuellement en cours, au sein de la branche des IEG, sur la couverture supplémentaire maladie, pour une mise en œuvre en 2010.

Conformément à l'agenda social 2008-2010, signé par l'ensemble des organisations syndicales le 10 juillet 2008, des négociations ont été entreprises en 2009 sur :

– La rémunération globale :

- l'aide au logement des jeunes agents : l'accord applicable à EDF SA a été signé le 19 juin 2009. Il prévoit une augmentation du montant et de la durée de la prime d'installation pour les jeunes embauchés ;
- le chèque emploi service universel (CESU) qui a été mis en place le 24 février 2009 par EDF et le Comité de coordination des CMCAS pour la garde des enfants âgés de 3 mois à 3 ans. Cette aide financière est exonérée de cotisations salariales et nette d'impôt dans la limite de 1 830 euros par salarié et par an ;
- la politique d'abondement : les règles d'abondement du PERCO groupe EDF, comme celles du Plan Épargne Groupe (PEG) EDF, sont propres à chaque entreprise du Groupe et sont fixées par les règlements des Plans d'Épargne ou par les accords d'adhésion. Elles évoluent dans le cadre d'une négociation collective au sein de chaque entreprise. L'accord du 17 juillet 2009 fixe les règles d'abondement pour EDF SA dans le cadre du PERCO ;
- par ailleurs, en 2009, l'accord Compte Épargne Temps (CET) du 2 avril 2008 a été modifié par avenant pour permettre l'alimentation du PERCO par la monétisation des droits acquis.

– L'aménagement du temps de travail et la qualité de vie au travail :

- conformément à la législation, une négociation sur l'emploi des seniors a été menée en 2009. Elle a débouché sur la mise en œuvre d'un plan d'actions ;

- enfin, des négociations sont actuellement en cours au sein de l'entreprise sur le temps de travail des cadres.

Ces mesures, décidées dans le cadre d'un accord d'entreprise, seront mises en œuvre en 2010.

INTÉRESSEMENT 2008-2010

L'accord d'intéressement 2008-2010 d'EDF a été signé le 13 juin 2008. Un supplément d'intéressement collectif a été versé en 2009 suite à cet accord et en application de l'article L. 3314-10 du Code du travail.

9.2.2.6 FINANCEMENT DU GROUPE

Durant l'année 2009, le groupe EDF a levé 18,9 milliards d'euros sur les marchés obligataires.

Au cours de l'année 2009, EDF a réalisé plusieurs émissions obligataires, 9,9 milliards sur le marché euro (EUR), 1,7 milliard d'euros sur le marché sterling (soit 1,5 milliard de GBP), 3,6 milliards d'euros sur le marché dollar (soit 5,0 milliards de dollars US), 0,9 milliard d'euros sur le marché yen (soit 120,4 milliards de JPY) et 0,4 milliard d'euros sur le marché du franc suisse (soit 0,6 milliard de CHF).

EDF a également procédé en janvier 2010 à l'émission d'obligations sur le marché américain sous la règle dite 144A de la Securities and Exchange Commission (S.E.C.), pour un montant global de 2,25 milliards de dollars US (USD), soit une tranche de 1,4 milliard de dollars au taux fixe de 4,6 % à échéance 10 ans et une tranche de 0,85 milliard de dollars US au taux fixe de 5,6 % à échéance 30 ans.

Ces opérations participent au financement de la stratégie d'investissement du Groupe et ont concouru pour partie au remboursement du crédit bancaire d'acquisition de British Energy de 11 milliards de livres sterling souscrit en septembre 2008, tiré en janvier 2009 et remboursé intégralement en septembre 2009.

Par ailleurs, EnBW a réalisé une émission obligataire de 1,35 milliard d'euros dans le cadre notamment du financement de l'acquisition de EWE.

Edison a également levé 700 millions d'euros sur le marché obligataire pour le financement de son développement.

Enfin, en date du 12 novembre 2009, EDF Energy Networks (LPN) plc. a réalisé une émission de 300 millions de livres sterling à échéance novembre 2016, EDF Energy Networks (EPN) plc. a réalisé une émission de 350 millions de livres sterling à échéance novembre 2036, et EDF Energy Networks (SPN) plc. a procédé à une émission de 300 millions de livres sterling à échéance novembre 2031.

La description de ces émissions est détaillée en note 39 des comptes consolidés au 31 décembre 2009.

9.2.2.7 PRINCIPALES ÉVOLUTIONS DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION

Les principales évolutions du périmètre de l'exercice 2009 sont décrites dans la note 7 « Évolution du périmètre de consolidation » des comptes consolidés au 31 décembre 2009.



9.3

Introduction à l'analyse des résultats 2009

En application du règlement européen 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, les états financiers consolidés du groupe EDF au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2009 sont préparés conformément aux normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 31 décembre 2009. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (*International Accounting Standards*), IFRS (*International Financial Reporting Standards*), et les interprétations (SIC et IFRIC).

Les comptes consolidés de l'exercice 2009 sont présentés avec en comparatif l'exercice 2008 qui a été retraité pour tenir compte de l'impact lié à l'application de la norme IAS 23 révisée « Coûts d'emprunts » et de l'évolution de la présentation du chiffre d'affaires des opérations de *trading* d'Edison.

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées par le Groupe dans les états financiers consolidés (y compris leur évolution par rapport à l'année précédente) sont présentées en notes 1 et 3 des comptes consolidés au 31 décembre 2009.

9.4

Principales méthodes comptables sensibles aux estimations et aux jugements

L'établissement des états financiers nécessite le recours à des jugements, estimations et hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, des produits et charges de l'exercice ainsi que pour l'évaluation des aléas positifs et négatifs à la date de clôture. En fonction de l'évolution des hypothèses considérées ou de conditions économiques différentes de celles existantes en date de clôture, les montants qui figureront dans les futurs états financiers du Groupe pourraient différer des estimations actuelles.

Les principales méthodes comptables sensibles au titre desquelles le Groupe a recours à des estimations et jugements sont décrites en note 3.2 des comptes consolidés au 31 décembre 2009. Toute modification d'hypothèses sur ces domaines pourrait avoir un impact significatif compte tenu de leur importance dans les états financiers du groupe EDF.

9.5

Segmentation de l'information financière

L'information sectorielle est présentée conformément à la norme IFRS 8 « Segments opérationnels » qui remplace la norme IAS 14 à compter du 1^{er} janvier 2009.

Conformément aux dispositions de cette norme, la ventilation retenue par le groupe EDF correspond aux segments opérationnels tels qu'ils sont régulièrement examinés par le Comité de Direction du Groupe.

Les segments retenus par le Groupe sont les suivants :

- « **France** » qui désigne EDF, ses filiales RTE EDF Transport et ERDF, et regroupe les activités non régulées (principalement Production et Commercialisation), les activités réseaux (Distribution et Transport) et les activités insulaires ;
- « **Royaume-Uni** » qui désigne les entités du sous-groupe EDF Energy, y compris British Energy et EDF Development UK Ltd ;
- « **Allemagne** » qui désigne les entités du sous-groupe EnBW ;
- « **Italie** » qui regroupe les entités situées en Italie (les entités du sous-groupe Edison, TDE et Fenice) ;

- « **Autre International** » qui regroupe les autres entités électriques et gazières situées notamment en Europe continentale (dont Benelux) ainsi que celles situées aux États-Unis, en Amérique Latine, en Asie et EDF International ;

- « **Autres activités** » qui regroupe l'ensemble des autres participations dont EDF Énergies Nouvelles, EDF Trading, Électricité de Strasbourg, Dalkia, Tiru, et EDF Investissements Groupe.

Les incidences de la mise en œuvre à partir du 1^{er} janvier 2009 de cette nouvelle segmentation sont limitées. Elles concernent principalement des réaffectations d'activités entre les anciens segments « Reste Europe » et « Reste du Monde » qui sont désormais regroupées en « Autre International » et « Autres activités ».

L'information sectorielle de 2008 a été retraitée selon cette segmentation.

L'information sectorielle du Groupe est présentée dans la note 8 des comptes consolidés au 31 décembre 2009.

9.6

Analyse du compte de résultat consolidé pour 2009 et 2008

Exercices clos au 31 décembre (en millions d'euros)	2009 ⁽²⁾	2008 ⁽¹⁾
Chiffre d'affaires	66 336	63 847
Achats de combustibles et d'énergie	(26 558)	(26 590)
Autres consommations externes	(11 231)	(10 258)
Charges de personnel	(11 452)	(10 476)
Impôts et taxes	(2 917)	(3 171)
Autres produits et charges opérationnels	3 288	2 083
Prolongation du TaRTAM – Loi du 4 août 2008	-	(1 195)
Excédent brut d'exploitation	17 466	14 240
Dotations aux amortissements	(6 976)	(5 714)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(490)	(526)
(Pertes de valeur) / Reprises	(66)	(115)
Autres produits et charges d'exploitation	173	25
Résultat d'exploitation	10 107	7 910
Résultat financier	(4 525)	(3 050)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	5 582	4 860
Impôts sur les résultats	(1 614)	(1 599)
Quote-part de résultat net des sociétés mises en équivalence	120	367
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ	4 088	3 628
dont résultat net part des minoritaires	183	144
DONT RÉSULTAT NET PART DU GROUPE	3 905	3 484
Résultat par action (en euros)	2,14	1,91
Résultat dilué par action (en euros)	2,14	1,91

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2008 ont été retraitées de l'impact lié à l'application de la norme IAS 23 révisée « Coûts d'emprunts » et de l'évolution de la présentation du chiffre d'affaires trading d'Edison (voir les notes 1 et 2 aux comptes consolidés).

(2) Les données publiées au titre de l'exercice 2009 intègrent les effets de la consolidation :

- de British Energy à compter du 5 janvier 2009 ;
- de Constellation Energy Nuclear Group à compter du 6 novembre 2009 ;
- de SPE à compter du 26 novembre 2009.

Le résultat net courant correspond au Résultat net part du Groupe hors éléments non récurrents net d'impôts : il s'élève à 3 923 millions d'euros en 2009 contre 4 392 millions d'euros en 2008.

9.6.1 Chiffre d'affaires

Un chiffre d'affaires consolidé en progression de 3,9 % et en baisse organique de - 0,2 %

(en millions d'euros)	2009	2008 ⁽¹⁾	Variation en valeur	Variation (en %)	Croissance organique (en %)
France	34 004	34 264	(260)	- 0,8	- 0,8
Royaume-Uni	11 036	8 244	2 792	33,9	3,6
Allemagne	7 195	7 467	(272)	- 3,6	- 4,3
Italie	4 877	5 610	(733)	- 13,1	- 12,5
Autre International	3 437	3 044	393	12,9	10,6
Autres activités	5 787	5 218	569	10,9	9,9
Total hors France	32 332	29 583	2 749	9,3	0,4
CHIFFRE D'AFFAIRES DU GROUPE	66 336	63 847	2 489	3,9	- 0,2

(1) Retraité de l'évolution de la présentation du chiffre d'affaires trading d'Edison.

Le **chiffre d'affaires du Groupe** s'élève à 66 336 millions d'euros en 2009, en augmentation de 3,9 % par rapport à celui de 2008. Cette croissance inclut des effets de change négatifs pour - 1 170 millions d'euros soit - 1,8 %. Ils résultent principalement de la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro, et dans une moindre mesure de la dépréciation des devises polonaise et hongroise contre euro.

Les effets de périmètre sont de 3 788 millions d'euros, soit + 5,9 %, liés essentiellement à l'acquisition de British Energy.

Hors ces effets, la variation organique ⁽¹⁾ est de - 0,2 %.

En **France**, le chiffre d'affaires 2009 est en décroissance organique de 0,8 %. La baisse des volumes vendus en électricité (- 3,7 points), affectés par le recul de l'activité industrielle et la faiblesse relative de la production, a été partiellement compensée par l'impact positif (+ 2,1 points) des évolutions tarifaires d'août 2008 et 2009 et le développement des activités liées au gaz naturel et aux services (+ 0,8 point).

Le Groupe a réalisé 51,3 % de son chiffre d'affaires en France en 2009 contre 53,7 % en 2008.

Hors de France (segments Royaume-Uni, Allemagne, Italie, Autre International et Autres activités), la croissance du chiffre d'affaires est de 9,3 %, intégrant les activités de British Energy.

Hors effets de périmètre et de change, le chiffre d'affaires hors France est stable malgré le ralentissement économique affectant les volumes.

Porté par des effets prix et tarifs positifs, le chiffre d'affaires est en croissance en 2009 au Royaume-Uni (croissance organique de 3,6 %) tandis que les effets du ralentissement économique se font particulièrement sentir en Allemagne (décroissance organique de 4,3 %) et surtout en Italie (recul organique de 12,5 %).

La forte hausse du chiffre d'affaires du segment Autre International (croissance organique de + 10,6 %) est principalement localisée en Pologne, et dans une moindre mesure en Belgique et au Brésil.

L'augmentation du chiffre d'affaires du segment Autres activités (croissance organique de + 9,9 %) résulte notamment de la progression des activités d'EDF Énergies Nouvelles et de Dalkia. Il comprend également des ajustements liés aux instruments de couverture.

En 2009, le chiffre d'affaires réalisé hors France représente 48,7 % du chiffre d'affaires consolidé du Groupe contre 46,3 % en 2008.

¹ Évolution de l'activité du Groupe sans prendre en compte les impacts positifs ou négatifs générés par les changements de périmètre (acquisitions ou cessions de filiales), les variations de taux de change et les changements de méthodes comptables.

9.6.2 Excédent Brut d'Exploitation (EBE)

Un EBE en progression de 22,7 %, en croissance organique de 1,2 %

(en millions d'euros)	2009	2008	Variation en valeur	Variation (en %)	Croissance organique (en %)
Chiffre d'affaires	66 336	63 847	2 489	3,9	- 0,2
EBE	17 466	14 240	3 226	22,7	1,2 ⁽¹⁾

(1) Hors impact de la provision TaRTAM de 1 195 millions d'euros qui a été comptabilisée en 2008.

L'excédent brut d'exploitation consolidé du Groupe s'élève à 17 466 millions d'euros en 2009, en augmentation de 22,7 % par rapport à 2008 et en croissance organique de 1,2 %.

Cette variation est tirée par l'activité hors France et plus particulièrement par le Royaume-Uni.

L'effet périmètre est lié à l'acquisition de British Energy pour 1 728 millions d'euros, ainsi qu'à celles de Constellation Energy Nuclear Group aux États-Unis et de SPE en Belgique. Les effets change sont de - 145 millions

d'euros (- 1,0 %) résultant de la variation défavorable de la livre sterling et des devises hongroise et polonaise par rapport à l'euro. Par ailleurs, en 2008, une provision de 1 195 millions d'euros relative au prolongement du dispositif TaRTAM avait été enregistrée (sans équivalent en 2009).

Hors impact en 2008 de la prolongation du dispositif TaRTAM, l'EBE qui s'élève à 17 466 millions d'euros en 2009 est en augmentation de 13,2 % par rapport à 2008 (15 435 millions d'euros).

(en millions d'euros)	2009	2008	Variation en valeur	Variation (en %)	Croissance organique (en %)
France	9 434	9 009	425	4,7	- 9,0
Royaume-Uni	3 062	943	2 119	224,7	51,3
Allemagne	1 193	1 114	79	7,1	5,9
Italie	801	911	(110)	- 12,1	- 13,5
Autre International	686	505	181	35,8	22,6
Autres activités	2 290	1 758	532	30,3	25,1
Total hors France	8 032	5 231	2 801	53,5	18,8
EBE GROUPE	17 466	14 240	3 226	22,7	1,2

En France, l'EBE progresse de 4,7 %. Hors effet du prolongement du dispositif TaRTAM, l'EBE baisse de 9,0 % principalement en raison de la baisse de la production nucléaire et dans une moindre mesure des tempêtes de janvier.

La contribution de la France à l'EBE du Groupe est de 54,0 % en 2009. Elle était de 63,3 % en 2008.

Hors de France, l'EBE progresse de 53,5 %. Cette évolution comprend l'effet de la consolidation en 2009 de British Energy dans les comptes du Groupe. Hors effets de périmètre et de change, la croissance organique est de 18,8 %, portée par les performances au Royaume-Uni et dans les pays d'Europe centrale, ainsi que par la résistance d'EnBW dans un contexte régional marqué par un fort ralentissement économique.

Le ratio EBE/chiffre d'affaires du Groupe en 2009 s'établit à 26,3 % contre 22,3 % en 2008. Sa progression est surtout sensible au Royaume-Uni (27,7 % en 2009 contre 11,4 % en 2008), avec l'impact de l'entrée dans le périmètre de consolidation de British Energy, et dans une moindre mesure dans les Autres activités (39,6 % en 2009, contre 33,7 % en 2008), notamment en raison du fort développement d'EDF Énergies Nouvelles.

9.6.2.1 ACHATS DE COMBUSTIBLES ET D'ÉNERGIE

Les achats de combustibles et d'énergie s'établissent à 26 558 millions d'euros. Ils sont stables par rapport à 2008 et en décroissance organique de 1,5 %.

En France, la hausse est de 6,5 %. Elle résulte pour l'essentiel du renchérissement (après couvertures) des achats d'énergie pour compensation des pertes électriques des réseaux et de l'augmentation des achats liés au développement des ventes de gaz naturel.

Au Royaume-Uni, les achats de combustibles et d'énergie sont en hausse de 219 millions d'euros soit 3,9 % et sont en diminution organique de 3,2 %. Cette évolution s'explique notamment par l'impact de la valorisation à la juste valeur des dérivés de couverture (Norme IAS 39) positif en 2009.

En Allemagne, les achats d'énergie sont en décroissance organique de 8,8 %. Cette diminution est plus forte que celle du chiffre d'affaires, en raison des effets favorables de la politique de couverture.

En Italie, la variation organique des achats de combustibles et d'énergie est de - 13,9 %, en lien avec la diminution du chiffre d'affaires.

Dans le segment **Autre International**, la hausse est de 6,2 % et comprend un effet de périmètre (acquisition de SPE et changement du mode de consolidation d'ESTAG). La hausse organique de 8,0 % est comparable à la variation du chiffre d'affaires.

Dans les **Autres activités**, la progression est de 3,3 % et sa croissance organique de 1,2 %.

9.6.2.2 AUTRES CONSOMMATIONS EXTERNES

Les **autres consommations externes** s'établissent à 11 231 millions d'euros, en augmentation de 973 millions d'euros (soit + 9,5 %) par rapport à 2008 et en hausse organique de 4,1 %.

Cette évolution est due pour une grande part au **Royaume-Uni** (+ 494 millions d'euros) en raison de l'intégration de British Energy, ainsi qu'à la **France** (+ 513 millions) du fait des dépenses de remise en état des réseaux à la suite des tempêtes de janvier 2009, de l'accélération de l'effort de maintenance du parc de production et du développement des activités nouvelles. Les autres consommations externes de l'**Allemagne** et de l'**Italie** enregistrent un repli (respectivement 6,3 % et 11,3 %).

L'augmentation dans le segment **Autre International** (+ 42,5 %), résulte notamment de la consolidation d'ESTAG par intégration proportionnelle depuis le 1^{er} juillet 2009 (mise en équivalence en 2008).

9.6.2.3 CHARGES DE PERSONNEL

Les **charges de personnel** s'établissent à 11 452 millions d'euros, en augmentation de 976 millions d'euros (soit + 9,3 %) par rapport à 2008, et en hausse organique de 5,0 %.

En **France**, l'augmentation de 4,8 % s'explique par les évolutions salariales dans un contexte de quasi-stabilité des effectifs et le développement de la protection sociale lié à la réforme du régime des retraites. Elle intègre également les charges supplémentaires relatives aux tempêtes.

Hors de France, la hausse est de 22,4 % et comprend l'effet de l'intégration de British Energy.

La croissance organique hors de France est de 5,7 %.

La progression organique est de 7,3 % au **Royaume-Uni** en raison de la croissance des effectifs et dans une moindre mesure des évolutions salariales. En **Allemagne**, l'augmentation organique de 8,5 % résulte principalement de l'effet des évolutions salariales ainsi que de la hausse des effectifs.

9.6.2.4 IMPÔTS ET TAXES

Les **impôts et taxes** (hors impôts sur les sociétés) s'établissent à 2 917 millions d'euros en 2009, en diminution de 254 millions d'euros (soit - 8,0 %) par rapport à 2008. La baisse se concentre sur la France (- 196 millions d'euros), liée essentiellement à la reprise pour 324 millions d'euros de la provision FACE ⁽¹⁾ correspondant à la contribution due au titre de l'électrification des zones rurales suite à la mise en place du tarif TURPE 3. La diminution comprend également dans le segment Autre International l'effet de la réforme du droit d'accise en Pologne depuis le 1^{er} mars 2009 (transfert de la taxe des producteurs vers les distributeurs) pour 61 millions d'euros.

9.6.2.5 AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS

Les **autres produits et charges opérationnels** correspondent à un produit net de 3 288 millions d'euros en 2009, en augmentation de 1 205 millions d'euros par rapport à 2008 (2 083 millions d'euros hors provision pour prolongation du TaRTAM). Cette hausse est attribuable principalement à la France où elle résulte essentiellement d'une hausse de la Contribution au service public de l'électricité (CSPE) consécutive à la baisse du prix spot de l'électricité (+ 799 millions d'euros). Au Royaume-Uni, les autres produits et charges opérationnels augmentent de + 493 millions d'euros. Ils correspondent essentiellement à la valorisation en juste valeur des contrats de vente d'électricité de British Energy.

9.6.3 Résultat d'exploitation

UN RÉSULTAT D'EXPLOITATION EN HAUSSE DE 27,8 %

(en millions d'euros)	2009	2008	Variation en valeur	Variation (en %)	Croissance organique (en %)
EBE	17 466	14 240	3 226	22,7	1,2
Dotations aux amortissements	(6 976)	(5 714)	(1 262)	22,1	4,9
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(490)	(526)	36	- 6,8	- 7,0
(Pertes de valeur) / Reprises	(66)	(115)	49	- 42,6	- 59,1
Autres produits et charges d'exploitation	173	25	148	n.s.	n.s.
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	10 107	7 910	2 197	27,8	3,2

Le résultat d'exploitation s'élève à 10 107 millions d'euros en 2009, en hausse de 27,8 % par rapport à 2008 et en croissance organique de 3,2 %.

Il reflète essentiellement l'évolution de l'EBE et celles des postes « Dotations aux amortissements » (liée principalement à la première consolidation de British Energy) et « Autres produits et charges d'exploitation » (correspondant essentiellement à la plus-value liée à l'apport à Alpiq des droits de tirage sur le barrage d'Emosson).

¹ Fonds d'Amortissement des Charges d'Électrification.

9.6.3.1 PROVISIONS POUR PERTES DE VALEUR

La diminution de 49 millions d'euros s'explique essentiellement par des dotations nettes en 2008, sans équivalent en 2009.

9.6.3.2 AUTRES PRODUITS ET CHARGES D'EXPLOITATION

Les autres produits et charges d'exploitation montrent un produit net de 173 millions d'euros en 2009 contre 25 millions d'euros en 2008.

9.6.4 Résultat financier

(en millions d'euros)	2009	2008 ⁽¹⁾	Variation en valeur	Variation (en %)
Coût de l'endettement financier brut	(2 709)	(1 657)	(1 052)	63,5
Charges d'actualisation	(3 229)	(2 797)	(432)	15,4
Autres produits et charges financiers	1 413	1 404	9	0,6
TOTAL GROUPE	(4 525)	(3 050)	(1 475)	48,4

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2008 ont été retraitées de l'impact lié à l'application de la norme IAS 23 révisée « coûts d'emprunts ».

Le résultat financier s'établit à - 4 525 millions d'euros en 2009 et se dégrade de - 1 475 millions (+ 48,4 %) par rapport à 2008. Cette évolution résulte principalement des éléments suivants :

- l'augmentation du coût de l'endettement financier brut de 1 052 millions d'euros, induite par la hausse de l'endettement brut moyen ;
- l'accroissement de 432 millions d'euros des charges d'actualisation, essentiellement au Royaume-Uni en raison de l'intégration de British Energy, et dans une moindre mesure en France (retraites).

9.6.5 Impôts sur les résultats

L'impôt sur les résultats des sociétés intégrées s'élève à 1 614 millions d'euros en 2009 contre 1 599 millions d'euros en 2008.

Le taux effectif d'imposition ressort à 28,9 % en 2009 à comparer à 32,9 % en 2008.

9.6.6 Quote-part de résultat des sociétés mises en équivalence

La quote-part de résultat des sociétés mises en équivalence s'établit à 120 millions d'euros en 2009, en diminution de 247 millions d'euros par rapport à 2008. Cette diminution résulte essentiellement d'éléments non récurrents de 2008 au Royaume-Uni pour 77 millions d'euros et chez Dalkia pour 63 millions d'euros ainsi que des effets périmètre en Allemagne et en Autriche.

9.6.7 Résultat net part des minoritaires

Le résultat net part des minoritaires s'élève en 2009 à 183 millions d'euros, en augmentation de 39 millions d'euros par rapport à 2008. Son augmentation résulte principalement de la croissance d'EDF Énergies Nouvelles, ainsi que de l'entrée dans le périmètre de SPE.

9.6.8 Résultat net part du Groupe

Le **résultat net part du Groupe** s'élève en 2009 à 3 905 millions d'euros, en hausse de 12,1 % par rapport à 2008 où il était de 3 484 millions d'euros et intégrait l'effet de la prolongation du dispositif TaRTAM.

9.6.9 Résultat net courant

Le **résultat net courant** ⁽¹⁾ est de 3 923 millions d'euros en 2009, en diminution de 469 millions, soit - 10,7 % par rapport à 2008. À périmètre et change constants, il baisse de 9,6 %.

9.6.10 Endettement financier net ⁽²⁾

Il est en augmentation de 18 020 millions d'euros. Il s'établit à 42 496 millions d'euros au 31 décembre 2009. Il était de 24 476 au 31 décembre 2008.

1 Résultat net hors éléments non-récurrents nets d'impôt.

Éléments non récurrents net d'impôts en 2009 : - 18 millions d'euros se répartissant en + 220 millions d'euros pour remboursement par l'État suite à l'annulation de la décision de la Commission européenne du 16 décembre 2003, et - 238 millions d'euros correspondant à des plus- et moins-values de cessions, dépréciation sur titres et actifs d'exploitation, et provisions diverses.

Éléments non récurrents nets d'impôts en 2008 : - 908 millions d'euros se répartissant en - 783 millions d'euros au titre de la prolongation TaRTAM, + 23 millions d'euros au titre des retraites en France et - 148 millions d'euros de plus- et moins-values de cessions, dépréciation en titres et actifs d'exploitation et provisions diverses.

2 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 taux de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie quelle que soit leur maturité, et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

9.7

Analyse par zone géographique du résultat d'exploitation

Les principes relatifs aux informations sectorielles du groupe EDF sont décrits en note 8 des comptes consolidés clos le 31 décembre 2009.

Le résultat d'exploitation se répartit par segment géographique comme suit :

2009 <i>(en millions d'euros)</i>	France	Royaume-Uni	Allemagne	Italie	Autre International	Autres activités	Groupe
CHIFFRE D'AFFAIRES	34 004	11 036	7 195	4 877	3 437	5 787	66 336
Achats de combustibles et d'énergie	(9 971)	(5 786)	(4 306)	(3 536)	(1 971)	(988)	(26 558)
Autres consommations externes	(6 483)	(1 379)	(1 018)	(401)	(419)	(1 531)	(11 231)
Charges de personnel	(8 174)	(1 121)	(744)	(203)	(273)	(937)	(11 452)
Impôts et taxes	(2 649)	(81)	(15)	(8)	(74)	(90)	(2 917)
Autres produits et charges opérationnels	2 707	393	81	72	(14)	49	3 288
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	9 434	3 062	1 193	801	686	2 290	17 466
Dotations aux amortissements	(4 123)	(1 331)	(380)	(458)	(275)	(409)	(6 976)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(488)	-	-	-	-	(2)	(490)
(Pertes de valeur) / Reprises	-	-	(17)	(43)	(5)	(1)	(66)
Autres produits et charges d'exploitation	320	(27)	-	-	(119)	(1)	173
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	5 143	1 704	796	300	287	1 877	10 107

2008 <i>(en millions d'euros)</i>	France	Royaume-Uni	Allemagne	Italie	Autre International	Autres activités	Groupe
CHIFFRE D'AFFAIRES	34 264	8 244	7 467	5 610	3 044	5 218	63 847
Achats de combustibles et d'énergie	(9 362)	(5 567)	(4 682)	(4 167)	(1 856)	(956)	(26 590)
Autres consommations externes	(5 970)	(885)	(1 087)	(451)	(294)	(1 571)	(10 258)
Charges de personnel	(7 798)	(657)	(685)	(197)	(254)	(885)	(10 476)
Impôts et taxes	(2 845)	(92)	(9)	(6)	(134)	(85)	(3 171)
Autres produits et charges opérationnels	1 915	(100)	110	122	(1)	37	2 083
Prolongation du TaRTAM (loi du 4 août 2008)	(1 195)	-	-	-	-	-	(1 195)
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	9 009	943	1 114	911	505	1 758	14 240
Dotations aux amortissements	(3 923)	(444)	(382)	(453)	(208)	(304)	(5 714)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(519)	-	-	-	-	(7)	(526)
(Pertes de valeur) / Reprises	(14)	-	(174)	(42)	113	2	(115)
Autres produits et charges d'exploitation	35	-	-	-	(11)	1	25
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	4 588	499	558	416	399	1 450	7 910

9.7.1 France

(en millions d'euros)	2009	2008	Variation en valeur	Variation (en %)	Croissance organique (en %)
Chiffre d'affaires	34 004	34 264	(260)	- 0,8	- 0,8
EBE	9 434	9 009	425	4,7	- 9,0 ⁽¹⁾
Résultat d'exploitation	5 143	4 588	555	12,1	

(1) Hors effet de la loi du 4 août 2008 (prolongation du dispositif TaRTAM).

9.7.1.1 VENTILATION DE L'INFORMATION FINANCIÈRE DU SEGMENT « FRANCE »

La contribution du segment France au chiffre d'affaires et à l'EBE du Groupe est présentée selon la ventilation suivante :

- « **Les activités non régulées** », qui regroupent les activités de :
 - production,
 - de Commercialisation et d'Optimisation en métropole,
 - ainsi que les ventes de prestations d'ingénierie et de conseil ;
- « **Les activités de réseaux en métropole** » (Transport et Distribution). Les activités de Transport et de Distribution 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 ;
- « **Les activités insulaires** », qui regroupent les activités de Production et de Distribution d'EDF dans les systèmes énergétiques insulaires (SEI).

9.7.1.2 OUVERTURE DU MARCHÉ

Au 31 décembre 2009, la part de marché électricité détenue par EDF sur l'ensemble des clients finaux est de 85,2 % (85,5 % en 2008). La part de marché en gaz naturel s'élève à 3,8 % en 2009 (3,8 % en 2008).

9.7.1.3 ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE

La production nucléaire s'établit en 2009 à 390 TWh, un volume en baisse de 28 TWh (soit 6,7 % par rapport à celui de 2008 (418 TWh)). L'écart de production de 28 TWh résulte :

- des mouvements sociaux qui ont entraîné des prolongations d'arrêts de tranches majoritairement sur le second semestre et des pertes de production par baisse de charges ; et qui expliquent une perte de production nucléaire d'environ 17 TWh sur l'ensemble de l'année ;
- plusieurs arrêts fortuits ou prolongations d'arrêts, principalement survenus au second semestre, liés en particulier à des défaillances d'équipements (générateurs de vapeurs, alternateurs, transformateurs) dont le remplacement était nécessaire et déjà programmé pour partie en 2010. Ces événements ont conduit à une perte de production d'environ 6 TWh ;
- de l'arrêt au cours du premier trimestre 2009 des tranches de la centrale de Blayais suite à la présence de débris végétaux et de bouchons vaseux dans la Gironde après la tempête Klaus et de baisses de charges à la centrale de Cruas suite à l'entartrage des aéroréfrigérants en novembre 2009. Ces événements environnementaux ont diminué la production d'environ 3 TWh ;
- de l'effet année bissextile 2008 qui conduit mécaniquement à la perte d'un jour de production en 2009, soit environ 1 TWh ; et,
- d'un recours plus fréquent à la modulation qui a réduit la production nucléaire d'environ 1 TWh.

La production hydraulique s'élève à 35,1 TWh, en recul de 8 % par rapport à 2008 du fait d'une moindre hydraulité en particulier au second semestre.

La production thermique à flamme s'élève à 16 TWh, soit + 1,2 % par rapport à 2008.

Les volumes vendus aux clients finaux sont en recul de 7,9 TWh. Le recul de la demande des grands clients entreprises et industriels consécutive à la crise économique (- 8,3 TWh, soit - 5 %) n'est que partiellement compensé par la hausse liée aux conditions climatiques plus froides du début de l'année 2009 (+ 1,6 TWh) et à la croissance toujours soutenue enregistrée chez les clients résidentiels et dans le tertiaire.

En raison du recul de la production, le Groupe a été acheteur net d'électricité sur les marchés de gros, plus particulièrement au 4^e trimestre 2009. Ainsi, le solde des ventes nettes sur les marchés (y compris VPP ⁽¹⁾) est en retrait de 23,5 TWh par rapport à 2008. Par ailleurs, dans un contexte de prix baissiers, les VPP ont été moins sollicitées.

9.7.1.4 CHIFFRE D'AFFAIRES

La contribution de la **France** au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 34 004 millions d'euros en décroissance de 0,8 % par rapport à 2008. Cette évolution se décompose en une contribution positive de 0,8 point des activités de gaz naturel et de services et une contribution négative de 1,6 point des ventes d'électricité.

L'évolution du chiffre d'affaires électricité est liée à la fois à des effets de prix (+ 2,1 points) et de volume (- 3,7 points), notamment en conséquence des moindres ventes nettes sur les marchés liées à la moindre production nucléaire comme indiqué ci-dessus. L'effet prix positif résulte principalement des hausses tarifaires des 16 août 2008 et 15 août 2009 compensées par un effet prix négatif sur les enchères de capacité.

9.7.1.5 EBE

La contribution de la **France** à l'EBE du Groupe s'élève à 9 434 millions d'euros, en augmentation de 4,7 % par rapport à 2008 (9 009 millions d'euros). Hors effet de la loi du 4 août 2008 (prolongation du dispositif TaRTAM), l'EBE est en baisse organique de 9,0 % en raison principalement d'événements exceptionnels : le retrait de la production nucléaire (- 28 TWh soit environ - 1 000 millions d'euros) et dans une moindre mesure les tempêtes de janvier (- 160 millions d'euros).

ACHATS DE COMBUSTIBLES ET D'ÉNERGIE

Les achats de combustibles et d'énergie s'établissent à 9 971 millions d'euros en 2009, en hausse de 609 millions d'euros (+ 6,5 %) par rapport à 2008.

Cette hausse résulte pour l'essentiel du renchérissement après couverture des achats d'énergie pour compensation des pertes électriques des réseaux et de l'augmentation des achats liés au développement des ventes de gaz naturel.

1 Virtual Power Plant.

AUTRES CONSOMMATIONS EXTERNES ET CHARGES DE PERSONNEL

Les **autres consommations externes** qui s'élèvent à 6 483 millions d'euros, augmentent de 8,6 % par rapport à 2008. Cette évolution résulte notamment des dépenses de remise en état des réseaux à la suite des tempêtes de janvier 2009, particulièrement chez ERDF. La hausse des autres consommations externes de 6,3 %, hors effet tempêtes, tient à l'accélération de l'effort de maintenance du parc de production (200 millions d'euros) et au développement des activités nouvelles, notamment dans les services.

Les **charges de personnel** s'élèvent à 8 174 millions d'euros en hausse de 4,8 % par rapport à 2008. Cette augmentation traduit les évolutions salariales dans un contexte de quasi-stabilité des effectifs, le développement de la protection sociale dans le cadre de la réforme du régime de retraites. Ce poste enregistre également les charges supplémentaires liées aux tempêtes.

IMPÔTS ET TAXES

Les impôts et taxes diminuent de 6,9 % (196 millions d'euros). Cette baisse est liée notamment à l'effet de la reprise de la provision FACE (+ 324 millions d'euros) correspondant à la contribution due au titre de l'électrification des zones rurales suite à la mise en place du tarif TURPE 3.

AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS

Les autres produits et charges opérationnels s'améliorent de 792 millions d'euros. Cette évolution correspond principalement à l'augmentation de la Contribution au service public de l'électricité (CSPE) qui résulte pour l'essentiel de l'évolution de la compensation à recevoir au titre des surcoûts induits par les obligations d'achat. Ces surcoûts, établis sur la base du différentiel entre le prix du marché et les coûts d'achat effectifs pour EDF aux producteurs bénéficiant de ce dispositif, ont augmenté du fait de la baisse des prix spot en 2009. Elle s'explique également par la constitution en 2008 de la provision de 1 195 millions d'euros pour compensation des concurrents au titre de la prolongation du TaRTAM du 1^{er} juillet 2009 au 30 juin 2010, sans équivalent en 2009.

9.7.1.6 VENTILATION DE L'INFORMATION FINANCIÈRE DU SEGMENT FRANCE ENTRE ACTIVITÉS NON RÉGULÉES, ACTIVITÉS DE RÉSEAUX ET ACTIVITÉS INSULAIRES

Le tableau suivant détaille l'évolution entre 2009 et 2008 du chiffre d'affaires et de l'EBE du segment France, selon la distinction activités non régulées, activités de réseaux et activités insulaires :

(en millions d'euros)	2009	2008	Variation en valeur	Variation (en %)	Croissance organique (en %)
CHIFFRE D'AFFAIRES	34 004	34 264	(260)	- 0,8	- 0,8
Non régulé	21 811	22 081	(270)	- 1,2	- 1,2
Activités réseaux	12 382	12 515	(133)	- 1,1	- 1,1
Activités insulaires	763	701	62	8,8	8,8
Éliminations	(952)	(1 033)	n.s.	n.s.	n.s.
EBE	9 434	9 009	425	4,7	- 9,0
Non régulé	5 825	4 967	858	17,3	- 7,5
Activités réseaux	3 378	3 832	(454)	- 11,8	- 12,0
Activités insulaires	231	210	21	10,0	10,0

Le **chiffre d'affaires des activités réseaux** est en légère décroissance. L'augmentation du tarif de réseau et les recettes supplémentaires liées au climat ne compensent pas le recul des volumes vendus aux clients industriels et la baisse des recettes d'interconnexion.

Le **chiffre d'affaires des activités non régulées** est également en légère décroissance. Le recul des ventes aux clients finals et des ventes nettes sur les marchés de gros a absorbé l'impact des hausses tarifaires de 2008 et 2009.

L'**EBE des activités réseaux** est en baisse de 12 % très supérieure à celle du chiffre d'affaires. Cet écart traduit la progression du coût des pertes réseaux après couverture et les effets du coût des tempêtes, tout particulièrement chez ERDF.

Hors impact en 2008 de la prolongation du dispositif TaRTAM (loi du 4 août 2008), l'**EBE des activités non régulées** est en décroissance de 7,5 %. Cette évolution traduit les effets du recul de la production nucléaire notamment lié aux mouvements sociaux à partir d'avril 2009, des hausses structurelles des coûts de maintenance du parc de production, partiellement compensés par les effets des évolutions tarifaires, ainsi que les effets de prix positifs sur le coût des obligations d'achat nets de CSPE.

L'**EBE des activités insulaires** augmente de 10 % en raison de l'effet négatif, en 2008, d'une régularisation de la CSPE.

9.7.2 Royaume-Uni

(en millions d'euros)	2009	2008	Variation en valeur	Variation (en %)	Croissance organique (en %)
Chiffre d'affaires	11 036	8 244	2 792	33,9	3,6
EBE	3 062	943	2 119	224,7	51,3
Résultat d'exploitation	1 704	499	1 205	241,5	85,6

Le segment Royaume-Uni intègre en 2009 la contribution de British Energy aux comptes du Groupe. EDF Energy se compose désormais de quatre branches principales, qui regroupent respectivement les activités de réseaux, les activités de production et de commercialisation, la branche Nucléaire Existant issue de British Energy et le développement du Nouveau Nucléaire au Royaume-Uni. La nouvelle branche Production-Commercialisation a en charge l'optimisation de l'exposition aux marchés de gros de l'ensemble d'EDF Energy ainsi que la gestion de l'activité commerciale. La branche Nucléaire Existant est chargée du fonctionnement des centrales nucléaires dans des conditions optimales de performance et de sûreté. Une branche Nouveau Nucléaire a été créée pour développer et construire les nouveaux EPR au Royaume-Uni. La branche Réseaux est inchangée. Enfin, les activités corporate, services partagés et fonctions supports des deux entreprises d'origine ont été fusionnées dans une entité Corporate unique.

Les performances opérationnelles de British Energy ont été caractérisées en 2009 par une augmentation significative de sa production nucléaire (54,5 TWh en 2009, contre 40 TWh en 2008).

9.7.2.1 CHIFFRE D'AFFAIRES

La contribution d'EDF Energy au chiffre d'affaires du Groupe est de 11 036 millions d'euros en 2009, en hausse de 33,9 % et en croissance organique de + 3,6 % par rapport à 2008.

L'effet de périmètre lié à l'achat de British Energy est de 40,1 % (3 308 millions d'euros) et la dépréciation ⁽¹⁾ de la livre sterling par rapport à l'euro entre 2008 et 2009 entraîne un effet de change négatif de - 9,8 % (- 810 millions d'euros).

La croissance organique est portée par les activités de production fossile et de commercialisation qui ont bénéficié de l'évolution favorable des prix sur les marchés de gros (notamment de la baisse des prix du gaz) et des mouvements tarifaires de 2008 pour les clients résidentiels. Les hausses de juillet 2008 (+ 17 % sur l'électricité et 22 % sur le gaz) ont produit leurs effets sur la totalité de l'année 2009. La baisse tarifaire de l'électricité de - 8,8 % au 31 mars 2009 n'a que partiellement pesé sur la croissance organique.

Le chiffre d'affaires des activités de réseaux est en recul de 2,0 %, en raison d'une baisse des volumes transportés et de moindres recettes de travaux dans un contexte de ralentissement économique.

9.7.2.2 EBE

La contribution d'EDF Energy à l'EBE du Groupe est de 3 062 millions d'euros en 2009 en très forte hausse par rapport à 2008. Hors effet de change négatif de 9,9 % et impact de la première consolidation de British Energy pour 1 728 millions d'euros (+ 183,2 %), la croissance organique du segment Royaume-Uni est de 484 millions d'euros soit 51,3 %.

La croissance organique « pro forma » non audité de l'activité de British Energy entre 2008 et 2009 serait de + 949 millions d'euros.

L'impact sur la croissance organique de la valorisation au marché des contrats d'achat et de vente à terme, instruments dérivés non qualifiés de couverture selon la norme IAS 39, est en effet fortement positif en 2009 (+ 148 millions d'euros) alors qu'il était très négatif en 2008 (- 287 millions d'euros). Il résulte principalement du débouclage en 2009 des couvertures mises en place les années antérieures (+ 142 millions d'euros) et, pour une faible part, de la valorisation des contrats énergie de fin 2009 (positions latentes + 6 millions d'euros).

Hors effet d'IAS 39, la hausse organique de l'EBE est attribuable à l'activité production fossile - commercialisation, grâce à la reconstitution des marges de commercialisation gaz et grands clients ainsi qu'à l'optimisation de la production des centrales à énergie fossile.

L'activité régulée est restée stable, traduisant les efforts de productivité réalisés.

9.7.2.3 RÉSULTAT D'EXPLOITATION

La contribution d'EDF Energy au résultat d'exploitation du Groupe s'établit à 1 704 millions d'euros, soit 3,4 fois celle de 2008. Cette évolution résulte de l'intégration de British Energy et de la croissance organique de l'EBE.

1 Taux moyen annuel 2009 : 1,124 €/£, taux moyen annuel 2008 : 1,246 €/£.

9.7.3 Allemagne

(en millions d'euros)	2009	2008	Variation en valeur	Variation (en %)	Croissance organique (en %)
Chiffre d'affaires	7 195	7 467	(272)	- 3,6	- 4,3
EBE	1 193	1 114	79	7,1	5,9
Résultat d'exploitation	796	558	238	42,7	-

9.7.3.1 CHIFFRE D'AFFAIRES

La contribution de **EnBW** au chiffre d'affaires du Groupe est en baisse de 3,6 % et en décroissance organique de 4,3 %. Elle diminue tant sur l'activité électricité que sur l'activité gaz.

La baisse du chiffre d'affaires inclut un effet de périmètre positif de 51 millions d'euros lié essentiellement à l'augmentation des participations dans les centrales de Lippendorf et Bexbach.

Les ventes d'électricité en recul de 2,7 %, sont affectées par la baisse des volumes vendus aux industriels en raison de la crise. Cette baisse des volumes n'est que partiellement compensée par des effets prix favorables, en particulier sur les ventes aux clients industriels et aux redistributeurs. L'activité sur les marchés de gros est également en retrait.

Le chiffre d'affaires dans l'activité gaz naturel baisse en raison de pertes de volume sur tous les segments de clientèle, en particulier celui des redistributeurs, ainsi que des effets prix défavorables.

9.7.3.2 EBE

La contribution de **EnBW** à l'EBE du Groupe est en hausse de 7,1 % et en croissance organique de + 5,9 % par rapport à l'année 2008.

L'amélioration de l'EBE dans l'activité électricité résulte du renforcement des marges de production grâce à la politique de couverture initiée les années précédentes dans un contexte de prix plus favorables. En revanche, l'évolution de l'EBE est affectée par de moindres volumes vendus auprès des industriels.

L'EBE est en retrait dans l'activité gaz naturel par rapport à 2008, en raison de la baisse des ventes liée au ralentissement économique.

9.7.3.3 RÉSULTAT D'EXPLOITATION

La contribution d'**EnBW** au résultat d'exploitation du Groupe s'établit à 796 millions d'euros, en hausse de 238 millions d'euros (+ 42,7 %) par rapport à 2008.

Cette hausse reflète essentiellement celle de l'EBE et l'effet, sans équivalent en 2009, des dépréciations pour pertes de valeur comptabilisées en 2008 (174 millions d'euros).

9.7.4 Italie

(en millions d'euros)	2009	2008	Variation en valeur	Variation (en %)	Croissance organique (en %)
Chiffre d'affaires	4 877	5 610	(733)	- 13,1	- 12,5
EBE	801	911	(110)	- 12,1	- 13,5
Résultat d'exploitation	300	416	(116)	- 27,9	-

9.7.4.1 CHIFFRE D'AFFAIRES

La contribution de l'**Italie** ⁽¹⁾ au chiffre d'affaires du Groupe est de 4 877 millions d'euros, en diminution de 13,1 % et en décroissance organique de 12,5 %.

Le chiffre d'affaires d'**Edison** recule de 614 millions d'euros (- 12,3 %), principalement dans l'activité électricité.

Le chiffre d'affaires de l'activité hydrocarbures augmente grâce à l'effet périmètre (Aboukir).

L'activité électricité subit l'effet négatif de la forte baisse des prix de marché, ainsi que la réduction des ventes en bourse, résultant principalement de la crise économique. Ces effets sont atténués en partie par le développement des ventes auprès des clients finaux et des grossistes (+ 24,6 %).

L'activité hydrocarbures connaît un effet prix défavorable, lié à la baisse des prix du Brent et du gaz naturel. Celui-ci est compensé par la hausse des volumes vendus aux clients résidentiels en raison du climat plus froid du 1^{er} trimestre 2009 et par le succès des campagnes commerciales

se traduisant par une hausse de 12,4 % des ventes aux clients finaux.

Le chiffre d'affaires de **Fenice** est en baisse de 119 millions d'euros (- 19,6 %) en raison du recul de l'activité de ses principaux clients, notamment dans l'automobile. La variation organique est de - 16,1 %.

9.7.4.2 EBE

La contribution du segment **Italie** à l'EBE du Groupe s'élève à 801 millions d'euros, en recul de 12,1 % et de 13,5 % à périmètre et change constants.

La contribution d'**Edison** à l'EBE du Groupe s'établit à 713 millions d'euros en 2009 contre 807 millions d'euros en 2008, en baisse de 94 millions d'euros, soit - 11,6 % et en baisse organique de 13,6 % malgré la bonne maîtrise des coûts opérationnels.

L'EBE de l'activité électricité subit l'effet de la contraction des volumes

¹ Groupe Edison et Fenice.

et des marges de production liée aux conditions de marchés défavorables. Elle enregistre également l'impact de l'expiration progressive des subventions aux centrales « CIP6 ».

La contribution des activités hydrocarbures est relativement stable. Les ventes aux clients finaux ont été favorisées par les effets volumes et la baisse du prix du sourcing, tandis que l'activité d'exploration et de production a été pénalisée par la baisse du prix des hydrocarbures.

La contribution de **Fenice** à l'EBE du Groupe s'élève à 89 millions d'euros en 2009, en baisse de 17 millions d'euros par rapport à 2008. Cette évolution est liée à la baisse d'activité.

9.7.4.3 RÉSULTAT D'EXPLOITATION

La contribution de **Italie** au résultat d'exploitation du Groupe est de 300 millions d'euros, en baisse de 116 millions, en phase avec celle de l'EBE.

9.7.5 Autre International

(en millions d'euros)	2009	2008	Variation en valeur	Variation (en %)	Croissance organique (en %)
Chiffre d'affaires	3 437	3 044	393	12,9	10,6
EBE	686	505	181	35,8	22,6
Résultat d'exploitation	287	399	(112)	(28,1)	-

Le segment Autre International regroupe principalement les autres activités européennes (au Benelux y compris SPE détenue par EDF à 51 %, et dans les pays d'Europe centrale), les activités en Asie (Chine, Vietnam et Laos), la centrale thermique de Norte Fluminense au Brésil et les activités nucléaires aux États-Unis avec celles de Constellation Energy Nuclear Group (CENG) (détenue par EDF à hauteur de 49,99 %).

9.7.5.1 CHIFFRE D'AFFAIRES

La contribution au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 3 437 millions d'euros, en augmentation de 393 millions d'euros et en croissance organique de 10,6 % par rapport à 2008.

La progression organique du chiffre d'affaires est localisée principalement en Pologne, en Belgique et au Brésil.

Dans les pays d'**Europe centrale**, la progression organique du chiffre d'affaires est de 197 millions d'euros. L'effet de change est fortement négatif en Pologne et en Hongrie.

En **Pologne**, la croissance organique (+ 19,1 %) résulte principalement de l'augmentation des prix de l'électricité vendue aux distributeurs dans le cadre de contrats annuels et de la hausse des ventes de certificats verts grâce à l'utilisation accrue de la biomasse.

Les activités dans les autres pays d'**Europe continentale** (Belgique, Autriche, Pays-Bas) comprennent celles de SPE depuis le 26 novembre 2009. Hors effet périmètre, la croissance organique dans cette zone est de + 33,3 % et est due principalement à l'augmentation des volumes en électricité et gaz ainsi qu'à la hausse des prix sur le marché de gros en Belgique.

En **Asie**, la croissance organique de + 8,2 % bénéficie des bonnes performances de Figlec (Chine) et Meco (Vietnam) et d'un effet favorable de la hausse du coût du charbon dans la tarification de Figlec, sans impact sur l'EBE.

Au Brésil, la croissance organique s'élève à + 16,9 %.

9.7.5.2 EBE

L'EBE du segment Autre International, hors effets de périmètre et de change, est en progression organique de 22,6 %.

L'EBE dans les pays d'**Europe centrale** enregistre une croissance de 48 millions d'euros (+ 14,2 %) malgré l'impact défavorable des taux de change. Hors effet de change, la croissance s'établit à + 26 %.

En **Pologne**, la croissance organique de l'EBE est de 81,9 % grâce à une augmentation des prix de l'électricité dans les contrats annuels signés avec les distributeurs et à une baisse des coûts suite à la diminution des émissions de CO₂ (baisse des volumes et hausse de la biomasse).

En **Hongrie**, l'EBE est en recul organique de 24,0 % en raison de la moindre performance de Demasz dans le contexte de ralentissement économique et de baisse des prix de l'électricité ainsi qu'à l'impact défavorable de la dépréciation de la devise hongroise face à l'euro.

L'EBE dans les autres pays d'**Europe continentale** augmente de 82 millions d'euros. Cette augmentation résulte de la consolidation de SPE ainsi que de la mise en service de la centrale à cycle combiné à gaz de SLOE aux Pays-Bas.

En **Asie**, l'EBE est en croissance de 0,7 %.

Le **Brésil** connaît une croissance organique de + 35,0 %, grâce à des effets prix positifs sur les ventes, à l'optimisation des achats, ainsi qu'à des exportations vers l'Uruguay et à des gains sur la maintenance.

9.7.5.3 RÉSULTAT D'EXPLOITATION

Le résultat d'exploitation est en retrait de 28,1 % par rapport à 2008.

Sa variation reflète l'accroissement des dotations aux amortissements résultant notamment des acquisitions de CENG et de SPE, ainsi que des reprises de provisions pour pertes de valeur en 2008 sans équivalent en 2009.

9.7.6 Autres activités

(en millions d'euros)	2009	2008	Variation en valeur	Variation (en %)	Croissance organique (en %)
Chiffre d'affaires	5 787	5 218	569	10,9	9,9
EBE	2 290	1 758	532	30,3	25,1
Résultat d'exploitation	1 877	1 450	427	29,4	-

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

9.7.6.1 CHIFFRE D'AFFAIRES

La contribution des **Autres activités** au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 5 787 millions d'euros, en augmentation de 569 millions et en croissance organique de 9,9 % par rapport à 2008. Elle comprend des ajustements liés aux instruments de couverture (dont l'impact en 2009 est de + 275 millions d'euros).

Le chiffre d'affaires d'**EDF Énergies Nouvelles** s'élève à 1 086 millions d'euros en progression de 128 millions d'euros (+ 13,4 %). Les ventes sont portées par la mise en service de nouveaux parcs éoliens et solaires en Europe et aux États-Unis et par la croissance de l'activité Énergies Réparties.

Le chiffre d'affaires d'**EDF Trading** ⁽¹⁾ est en diminution de 70 millions d'euros (- 5,8 %). Hors effets de périmètre liés à l'acquisition de la société EDF Trading North America (anciennement Eagle Energy Partners), il recule de 7,7 %. Ce haut niveau de performance a été réalisé dans un contexte de moindre volatilité des prix des matières premières en 2009.

Le chiffre d'affaires contributif de **Dalkia** est en décroissance de 97 millions d'euros (- 4,2 %), principalement du fait d'un effet change défavorable. Il est en croissance organique de 2,0 % par rapport à 2008 essentiellement porté par les activités en Europe centrale.

9.7.6.2 EBE

Les **Autres activités** contribuent à l'EBE du Groupe à hauteur de 2 290 millions d'euros, en augmentation de 532 millions d'euros par rapport à 2008 et de 25,1 % en croissance organique.

La croissance organique de l'EBE du segment bénéficie principalement du dynamisme de l'activité d'**EDF Énergies Nouvelles**, en hausse de + 147 millions d'euros (+ 75,4 %), portée par le développement de son activité de production.

L'EBE d'**EDF Trading** atteint 907 millions d'euros, en diminution de 116 millions d'euros (- 11,3 %) reflétant l'évolution de la marge.

L'EBE de **Dalkia** est en croissance organique de 27,8 % et bénéficie de la progression des ventes, notamment en Europe centrale.

9.7.6.3 RÉSULTAT D'EXPLOITATION

Le résultat d'exploitation progresse de 427 millions d'euros par rapport à 2008.

Cette progression reflète l'évolution de l'EBE, partiellement compensée par l'augmentation des dotations nettes aux amortissements.

9.8

Flux de trésorerie et endettement financier net

9.8.1 Flux de trésorerie

Les flux de trésorerie dégagés par le Groupe sur les exercices 2009 et 2008 sont présentés dans le tableau de synthèse ci-dessous :

(en millions d'euros)	2009 ⁽²⁾	2008 ⁽¹⁾	Variation en valeur	Variation (en %)
Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles	12 374	7 572	4 802	63,4
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement	(24 944)	(16 665)	(8 279)	49,7
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement	13 910	8 811	5 099	57,9
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	1 340	(282)	1 622	- 575,2
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture	5 869	6 035	(166)	- 2,8
Incidence des variations de change	(237)	(79)	(158)	200,0
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie	45	188	(143)	- 76,1
Incidence des autres reclassements	(35)	7	(42)	- 600,0
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	6 982	5 869	1 113	19,0

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2008 ont été retraitées de l'impact lié à l'application de la norme IAS 23 révisée « Coûts d'emprunt ».

(2) Les données publiées au titre de l'exercice 2009 intègrent les effets de la première consolidation de British Energy à compter du 5 janvier 2009, de Constellation Energy Nuclear Group à compter du 6 novembre 2009, de SPE à compter du 26 novembre 2009.

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

9.8.1.1 FLUX DE TRÉSORERIE NETS GÉNÉRÉS PAR LES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES

(en millions d'euros)	2009	2008	Variation en valeur	Variation (en %)
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	5 582	4 860	722	14,9
Pertes de valeurs (reprises)	66	115	(49)	- 42,6
Amortissements, provisions et variations de juste valeur	7 805	4 674	3 131	67,0
Produits et charges financiers	1 477	1 057	420	39,7
Dividendes des sociétés consolidées par mise en équivalence	143	110	33	30,0
Plus ou moins-values de cession	(569)	(245)	(324)	132,2
Variation du besoin en fonds de roulement	(983)	(211)	(772)	365,9
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	13 521	10 360	3 161	30,5
Frais financiers nets décaissés	(1 408)	(1 068)	(340)	31,8
Impôts sur le résultat payés	(963)	(1 720)	757	- 44,0
Annulation de la décision de la Commission européenne	1 224	-	1 224	n.s.
FLUX DE TRÉSORERIE NETS GÉNÉRÉS PAR LES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	12 374	7 572	4 802	63,4

Les flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles en 2009 s'élèvent à 12 374 millions d'euros, en augmentation de 4 802 millions d'euros par rapport à l'exercice 2008. Cette variation traduit essentiellement :

(i) la hausse de 3 161 millions d'euros des flux de trésorerie nets générés par l'exploitation qui provient essentiellement du résultat avant impôt des sociétés intégrées corrigé des provisions pour pertes (reprises) de valeurs et des amortissements, provisions et variation de juste valeur dont le total s'élève à 13 453 millions d'euros en 2009 contre 9 649 millions d'euros en 2008, soit une augmentation de 3 804 millions d'euros. La variation des produits et charges financiers correspond à la hausse de l'endettement brut moyen, ainsi que, dans une moindre mesure, aux charges d'actualisation (voir section 9.6.4 « Résultat financier ») ; enfin l'augmentation des plus-values de cession résulte principalement du produit dégagé à l'occasion de l'apport par EDF à Alpiq des droits de tirage de la centrale hydraulique d'Emosson en échange des titres de la société (voir paragraphe 9.2.2.1.2.3).

Le besoin en fonds de roulement (BFR) s'inscrit en hausse de 983 millions d'euros en 2009. Corrigé du versement 2009 de la soulte libératoire pour le démantèlement de La Hague suite à l'accord 2008 EDF/AREVA de 605 millions d'euros, le BFR s'inscrit en hausse de 378 millions d'euros. Cette évolution s'explique de la façon suivante : les besoins en fonds de roulement pour les segments « France » et « Autres activités » augmentent respectivement de 1 207 et 985 millions d'euros, tandis que celui de l'international (Royaume-Uni, Allemagne, Italie, Autre International) diminue de 1 814 millions d'euros.

En **France**, l'augmentation du BFR s'explique principalement par la hausse de 1 079 millions d'euros de la créance liée à la CSPE et l'augmentation de 462 millions d'euros du niveau des stocks, essentiellement de combustibles nucléaires, en partie compensée par la baisse de 538 millions d'euros des créances clients nettes des avances reçues, principalement due au nombre croissant de clients mensualisés.

À l'**international**, le BFR diminue de 1 814 millions d'euros. Cette variation s'explique notamment par la baisse des créances clients au Royaume-Uni, en Allemagne et en Italie dans un contexte de ralentissement économique.

Sur le segment « **Autres activités** », l'augmentation du besoin en fonds de roulement de 985 millions d'euros s'explique notamment par les transactions relatives aux permis d'émission de CO₂ chez EDF Trading et par l'augmentation des stocks (487 millions d'euros), en grande partie chez EDF Énergies Nouvelles (307 millions d'euros), avec la hausse des stocks de turbines et des en-cours de production, liées au développement de l'activité ;

(ii) la diminution de 757 millions d'euros de l'impôt sur le résultat payé résulte principalement d'un remboursement reçu par EDF SA au titre d'excédents d'acomptes payés en 2008 ;

(iii) en 2009, les flux de trésorerie nets générés par l'exploitation intègrent le remboursement par l'État de la somme de 1 224 millions d'euros suite à l'annulation de la décision de la Commission européenne du 16 décembre 2003 (voir section 20.5.1 (« Procédures concernant EDF »)).

Le cash-flow opérationnel s'élève à 12 133 millions d'euros contre 10 083 millions d'euros en 2008, soit une hausse de 20,3 %. Il s'analyse de la façon suivante :

(en millions d'euros)	2009	2008	Variation en valeur	Variation (en %)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	13 521	10 360	3 161	30,5
Frais financiers nets décaissés	(1 408)	(1 068)	(340)	31,8
Impôts sur le résultat payés	(963)	(1 720)	757	- 44,0
Variation du besoin en fonds de roulement ⁽¹⁾	983	2 511	(1 528)	- 60,9
CASH-FLOW OPÉRATIONNEL (FFO)	12 133	10 083	2 050	20,3

(1) Après reclassement sur 2008 des effets du contrat entre AREVA et EDF qui n'a pas d'impact net sur les flux de trésorerie nets générés par l'exploitation.

9.8.1.2 FLUX DE TRÉSORERIE NETS GÉNÉRÉS PAR LES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT

Les décaissements de trésorerie nets liés aux activités d'investissement se sont élevés à 24 944 millions d'euros en 2009 à comparer à 16 665 millions d'euros en 2008.

Les flux de trésorerie nets liés aux activités 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)	2009	2008	Variation en valeur	Variation (en %)
Acquisitions d'immobilisations incorporelles et corporelles	(12 370)	(9 703)	(2 667)	27,5
Cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles	252	214	38	17,8
Investissements non financiers nets ⁽¹⁾	(12 118)	(9 489)	(2 629)	27,7
Acquisitions/cessions de sociétés sous déduction de la trésorerie (acquise/cédée)	(13 160)	(281)	(12 879)	n.s.
Variations d'actifs financiers	334	(6 895)	7 229	- 104,8
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT	(24 944)	(16 665)	(8 279)	49,7

(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 de ses investissements au titre des immobilisations corporelles et incorporelles).

ACQUISITIONS D'IMMOBILISATIONS INCORPORELLES ET CORPORELLES (INVESTISSEMENTS OPÉRATIONNELS)

En croissance de plus de 27 % par rapport à 2008

Les investissements opérationnels (Capex bruts) s'élèvent à 12 370 millions d'euros, en augmentation de 2 667 millions d'euros (27,5 %) par rapport à 2008. L'évolution sur la période des investissements opérationnels du Groupe est la suivante :

Exercice clos au 31 décembre (en millions d'euros)	2009	2008	Variation en valeur	Variation (en %)
Activités réseaux	3 377	2 580	797	30,9
Activités non régulées	3 312	2 299	1 013	44,1
Activités insulaires	473	293	180	61,4
Total France	7 162	5 172	1 990	38,5
Royaume-Uni	2 193	1 462	731	50,0
Allemagne	593	572	21	3,7
Italie	483	474	9	1,9
Autre International	381	480	(99)	(20,6)
International	3 650	2 988	662	22,2
Autres activités	1 558	1 543	15	1,0
INVESTISSEMENTS OPÉRATIONNELS (CAPEX BRUTS)	12 370	9 703	2 667	27,5

Les investissements opérationnels augmentent dans l'ensemble des zones géographiques hormis sur le segment « Autre International ». Cette évolution se localise essentiellement en France et au Royaume-Uni.

L'augmentation en **France** est de 1 990 millions d'euros soit 38,5 %. Elle concerne à la fois les activités non régulées (+ 1 013 millions d'euros), les activités de réseaux (+ 797 millions d'euros) et les activités insulaires (+ 180 millions d'euros).

Pour ce qui est des activités non régulées, l'essentiel de la croissance provient des investissements de production qui passent de 2 150 millions d'euros en 2008 à 3 082 millions d'euros en 2009. Ils comprennent les dépenses d'investissement liées à la construction de l'EPR à Flamanville et au développement de capacités thermiques (Repowering de Martigues, cycle combiné gaz de Blénod et turbines à combustion à Vaires et Montereau) ainsi que les dépenses de maintenance dans le thermique, l'hydraulique et dans le nucléaire, en augmentation significative par rapport à 2008.

Dans les activités de réseaux, les investissements sont en hausse de 797 millions d'euros soit 30,9 % par rapport à 2008. L'augmentation est principalement attribuable aux réseaux de distribution et concerne notam-

ment la qualité de la desserte ainsi que les travaux de sécurité et d'environnement, en partie dans le cadre de la prévention des risques climatiques.

Les investissements opérationnels des systèmes énergétiques insulaires connaissent également une hausse liée notamment à la poursuite du développement de nouveaux moyens de production (essentiellement à La Réunion, en Guadeloupe et en Martinique).

Au Royaume-Uni, les investissements s'élèvent à 2 193 millions d'euros en 2009, ce qui représente une augmentation de 50,0 % par rapport à 2008. Cette croissance correspond principalement à l'intégration de British Energy (338 millions d'euros), ainsi qu'aux premiers investissements dans le nouveau nucléaire au Royaume-Uni et à ceux réalisés pour la construction de la centrale thermique de West Burton.

En Allemagne, les investissements s'élèvent à 593 millions d'euros pour 2009 en quote-part EDF, ce qui représente une augmentation de 4 % par rapport à 2008. Ils comprennent notamment la poursuite de construction de la centrale au charbon super critique de Karlsruhe ainsi que les investissements dans l'éolien *offshore* et dans l'hydraulique.

En Italie, les investissements s'élevèrent à 483 millions d'euros pour 2009 en quote-part EDF, ce qui représente une augmentation de 2 % par rapport à 2008. La progression est essentiellement chez Edison et résulte notamment du développement des énergies renouvelables et de la production électrique en Grèce.

Dans le segment « Autre International », les investissements de 381 millions d'euros sont en recul par rapport à 2008. Cette diminution est localisée principalement dans les pays d'Europe centrale (effet de change et investissements spécifiques de 2008).

Enfin, les investissements du segment **Autres activités** sont en faible progression (+ 1 %) par rapport à 2008. La hausse des investissements chez EDF Énergies Nouvelles, qui a investi 1 267 millions d'euros en 2009, est liée principalement à la poursuite du développement de parcs éoliens, solaires et photovoltaïques. Cette hausse est compensée par une baisse pour l'activité gaz (achat en 2008 de champs gaziers en mer du Nord).

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 2008, il s'agissait principalement pour les cessions, des centrales CIP6, de Dolomiti Edison Energy et d'Hydros chez Edison en Italie, et pour les acquisitions, d'EDF Trading North America par EDF Trading et des développements chez Dalkia.

En 2009, les acquisitions/cessions de sociétés intègrent pour l'essentiel les opérations suivantes :

- l'offre publique d'achat et l'offre publique de retrait de British Energy se sont traduites par un règlement de 10 132 millions de livres sterling (10 827 millions d'euros). Au 5 janvier 2009, la trésorerie de British Energy s'élevait à 1 224 millions de livres sterling (1 308 millions d'euros) ;
- l'acquisition de la participation de 49,99 % dans Constellation Energy Nuclear Group (CENG) a conduit à un apport complémentaire le 6 novembre 2009 de 3 502 millions de dollars (2 508 millions d'euros) ;
- les autres opérations majeures réalisées au cours de l'exercice concernent les acquisitions par EnBW de 26 % d'EWE, Lippendorf et Bexbach pour environ 1,4 milliard d'euros, de 51 % de SPE pour 1 328 millions d'euros et la cession de 20 % d'intérêts dans Lake Acquisitions/British Energy à Centrica pour 2 215 millions de livres sterling (2 470 millions d'euros).

VARIATIONS D'ACTIFS FINANCIERS

Entre 2009 et 2008, la variation du poste « Actifs financiers » est de 7 229 millions d'euros. La variation entre 2009 et 2008 de ce poste s'explique notamment par le développement en 2008 du nucléaire à l'international principalement au Royaume-Uni avec la première phase de l'acquisition de British Energy pour 2 679 millions d'euros et aux États-Unis avec l'acquisition d'actions de Constellation Energy Group pour 412 millions d'euros et le déboursement en 2008 de 854 millions d'euros liés à l'acquisition prévue de 49,99 % de ses actifs nucléaires. Le solde correspond principalement à des opérations courantes de gestion de trésorerie.

9.8.1.3 FLUX DE TRÉSORERIE NETS GÉNÉRÉS PAR LES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT

(en millions d'euros)	2009 ⁽²⁾	2008 ⁽¹⁾	Variation	Variation (en %)
Émissions d'emprunt	30 228	15 717	14 511	92,3
Remboursements d'emprunts	(15 486)	(4 882)	(10 604)	217,2
Dividendes versés par EDF	(1 228)	(2 438)	1 210	- 49,6
Dividendes versés aux minoritaires	(83)	(90)	7	- 7,8
Augmentation de capital souscrite par les minoritaires	-	249	(249)	- 100,0
Augmentation des passifs spécifiques des concessions	253	285	(32)	- 11,2
Subventions d'investissement	214	150	64	42,7
Actions propres	12	(180)	192	- 106,7
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX ACTIVITÉS DE FINANCEMENT	13 910	8 811	5 099	57,9

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2008 ont été retraitées de l'impact lié à l'application de la norme IAS 23 révisée « Coûts d'emprunts ».

(2) Les données publiées au titre de l'exercice 2009 intègrent les effets de la première consolidation de British Energy à compter du 5 janvier 2009, de Constellation Energy Nuclear Group à compter du 6 novembre 2009, de SPE à compter du 26 novembre 2009.

En 2009, les opérations de financement se traduisent par un produit net de 13 910 millions d'euros en hausse de 5 099 millions d'euros par rapport à 2008. Cette variation traduit principalement :

- les émissions d'emprunts qui ont eu lieu en 2009 pour un total de 14 511 millions d'euros (voir paragraphe 9.2.2.6 « Financement du Groupe » pour le détail de ces émissions) ;
- une augmentation des remboursements d'emprunts pour 10 604 millions d'euros (les tirages sur le crédit syndiqué utilisés pour le financement de l'acquisition de British Energy ont été intégralement remboursés au cours de l'exercice) ;
- les dividendes versés par EDF de 1 228 millions d'euros en 2009 contre 2 438 millions d'euros en 2008 (l'acompte sur dividende 2009 a été payé en actions pour 938 millions d'euros, et en numéraire pour 64 millions).

9.8.2 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 taux de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie quelle que soit leur maturité, et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

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

(en millions d'euros)	2009 ⁽²⁾	2008 ⁽¹⁾	Variation en valeur	Variation (en %)
Excédent brut d'exploitation	17 466	14 240	3 226	23
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBE ⁽³⁾	(3 105)	(1 399)	(1 706)	
Frais financiers nets décaissés	(1 408)	(1 068)	(340)	
Impôts sur le résultat payé	(963)	(1 720)	757	
Autres éléments ⁽⁴⁾	143	30	113	
Cash flow opérationnel	12 133	10 083	2 050	20
Variation du besoin en fonds de roulement net ⁽³⁾	(378)	(2 511)	2 133	
Investissements opérationnels (Capex Bruts) nets des cessions	(12 118)	(9 489)	(2 629)	
Éléments non récurrents ⁽⁵⁾	1 224	-	1 224	
Free cash flow	861	(1 917)	2 778	n.s.
Actes dédiés	(1 902)	(1 785)	(117)	
Investissements financiers nets	(14 336)	(4 305)	(10 031)	
Dividendes versés ⁽⁶⁾	(1 311)	(2 528)	1 217	
Autres variations ⁽⁷⁾	(699)	479	(1 178)	
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net hors effet de périmètre et de change	(17 387)	(10 056)	(7 331)	73
Effet de la variation du périmètre	453	138	315	
Effet de la variation de change	(760)	1 473	(2 233)	
Autres variations non monétaires ⁽⁸⁾	(326)	238	(564)	
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net	(18 020)	(8 207)	(9 813)	120
ENDETTEMENT FINANCIER NET OUVERTURE	24 476	16 269	8 207	50
ENDETTEMENT FINANCIER NET CLÔTURE	42 496	24 476	18 020	74

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2008 ont été retraitées de l'impact lié à l'application de la norme IAS 23 révisée « coûts d'emprunts » (voir notes 1 et 2 aux Comptes Consolidés) et de l'évolution de la présentation du chiffre d'affaires de trading d'Edison.

(2) Les données publiées au titre de l'exercice 2009 intègrent les effets de la première consolidation de British Energy à compter du 5 janvier 2009, de Constellation Energy Nuclear Group à compter du 6 novembre 2009, de SPE à compter du 26 novembre 2009.

(3) 2008 : après reclassement des effets du contrat entre AREVA et EDF.

(4) Correspond principalement aux dividendes reçus des sociétés mises en équivalence.

(5) Versement de l'État suite à l'annulation de la décision du 16 décembre 2003 de la Commission européenne.

(6) Dividendes versés en espèces qui n'incluent pas la partie de l'acompte 2009 du dividende (938 millions d'euros) qui a été versée en actions.

(7) Correspond principalement au versement de 2009 de la soulte libératoire pour le démantèlement de La Hague suite à l'accord 2008 EDF-AREVA (605 millions d'euros), et comprend en 2008 la participation des minoritaires dans l'augmentation de capital d'EDF Energies Nouvelles.

(8) Correspond principalement aux variations de justes valeurs et aux reclassements comptables impactant l'endettement financier net.

L'endettement financier net du Groupe s'établit à 42 496 millions d'euros au 31 décembre 2009. Il était de 24 476 millions d'euros au 31 décembre 2008 et augmente ainsi de 18 020 millions d'euros sur l'année 2009.

Le Groupe a dégagé un *free cash flow* de 861 millions d'euros. Celui-ci intègre des investissements opérationnels nets de cessions de 12 118 millions d'euros autofinancés par le *cash flow* opérationnel (12 133 millions d'euros) et une variation de BFR de - 378 millions d'euros. Il comprend également le remboursement exceptionnel d'impôt par l'État suite à l'annulation de la décision de la Commission européenne du 16 décembre 2003 (1 224 millions d'euros).

La dotation aux actifs dédiés, qui s'élève à 1 902 millions d'euros, reflète la reprise des dotations à compter du 1^{er} juillet 2009 (voir section 9.9.1.6 (« Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF »)). L'évolution de l'endettement financier net comprend aussi le premier versement en 2009 de la soulte libératoire pour le démantèlement de La Hague suite à l'accord 2008 EDF-AREVA (605 millions d'euros).

L'évolution de l'endettement financier net reflète également la réalisation d'opérations de croissance externe majeures, fortement contributrices

de *cash flow* opérationnel (de l'ordre de 1,2 milliard d'euros) et financées par endettement.

Les investissements financiers nets sont de 14 336 millions d'euros. Ils comprennent essentiellement 14 752 millions d'euros d'acquisitions nettes de cessions, se décomposant en :

- investissements de croissance externe pour 17 417 millions d'euros dont l'essentiel concerne le développement du nucléaire à l'international, avec principalement l'acquisition du solde du capital de British Energy au Royaume-Uni pour 10 827 millions d'euros, avant l'effet de la cession à Centrica de 20 % de British Energy (pour 2 470 millions d'euros), et la finalisation de l'acquisition de la participation de 49,99 % dans Constellation Energy Nuclear Group aux États-Unis, pour 2 508 millions d'euros. Ils comprennent également l'acquisition de 51 % de SPE en Belgique (1 328 millions d'euros), la prise de participation de 26 % d'EWB par EnBW et l'investissement d'Edison dans les champs gaziers d'Aboukir ;
- cessions pour 2 665 millions d'euros comprenant essentiellement celle de 20 % des intérêts dans British Energy à Centrica (2 470 millions d'euros).

Les dividendes versés en numéraire (1 311 millions d'euros) comprennent le solde du dividende 2008 de 1 164 millions d'euros et la partie de l'acompte distribué fin 2009, versée en numéraire (64 millions d'euros), ainsi que les dividendes versés par les filiales du Groupe à leurs actionnaires minoritaires (83 millions d'euros). En 2008, les dividendes versés étaient de 2 528 millions d'euros.

Les effets de change (appréciation notamment de la livre sterling par rapport à l'euro¹) et de périmètre (notamment l'incorporation de la trésorerie de British Energy) pèsent pour 307 millions d'euros dans l'évolution de l'endettement financier net du Groupe.

9.9

Gestion et contrôle des risques marchés

9.9.1 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, EnBW, 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 Transport, 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'EDF. Des audits internes réguliers s'assurent de la mise en place effective des contrôles.

Au 31 décembre 2009, les échéances résiduelles des passifs financiers (y compris paiement des intérêts) se présentent comme suit, conformément à la norme IAS 39 (valorisation sur la base des cours de change et de taux d'intérêt au 31 décembre 2009) :

(en millions d'euros)	Dettes à long terme	Dettes à court terme	Instruments de couverture ⁽¹⁾		Garanties données sur emprunts
			Swaps de taux	Swaps de change	
2010	7 052	4 427	(29)	160	23
Entre 2011 et 2013	15 794	-	(72)	(87)	36
2014 et au-delà	47 743	-	(119)	151	264
TOTAL	70 589	4 427	(220)	224	323

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

9.9.1.1 POSITION DE LIQUIDITÉ ET GESTION DU RISQUE DE LIQUIDITÉ

POSITION DE LIQUIDITÉ

Au 31 décembre 2009, les liquidités du Groupe s'élevaient à 11 717 millions d'euros et les lignes de crédit disponibles s'établissent à 10 039 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 2010, les flux prévisionnels de remboursement et d'intérêts de la dette du Groupe au 31 décembre 2009 s'élèveront à 11 479 millions d'euros, dont 3 954 millions d'euros d'emprunts obligataires.

Au 31 décembre 2009, 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 2009 à l'émission d'emprunts obligataires dont les caractéristiques sont présentées dans la note 6 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2009 (« Autres opérations ou événements majeurs »). Les emprunts obligataires ont été émis par EDF SA pour des montants respectifs de 9 950 millions d'euros (dont 3 269 millions d'euros souscrits par les particuliers), 5 000 millions de dollars, 1 500 millions de livres sterling, 650 millions de francs suisses et 120 400 millions de yen. EDF Energy, EnBW et Edison ont également émis en 2009 des emprunts obligataires pour des montants respectifs de 950 millions de livres sterling, 1 350 et 700 millions d'euros.

La maturité moyenne de la dette du Groupe a ainsi été portée au 31 décembre 2009 à 7,4 ans contre 5,3 ans au 31 décembre 2008, celle d'EDF SA à 8,5 ans contre 5,5 ans au 31 décembre 2008.

¹ Appréciation de 7,3 % de la livre sterling face à l'euro : 31 décembre 2008 1,0498 €/£ ; 31 décembre 2009 1,1260 €/£.

Dans un contexte de tensions de liquidité sur les marchés financiers, 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, quatre leviers spécifiques sont utilisés :

- le cash pooling du Groupe qui centralise la trésorerie des filiales contrôlées, à l'exception de RTE EDF Transport. Ce dispositif vise à mettre à la disposition d'EDF SA les soldes de trésorerie des filiales et à rémunérer leurs comptes afin d'optimiser la gestion des disponibilités du Groupe et de proposer aux filiales un système leur garantissant des conditions financières de marché ;
- la centralisation du financement des filiales contrôlées au niveau de la trésorerie du Groupe. 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, créée en partenariat avec la banque Natixis Belgique Investissements, assure le financement moyen et long terme des filiales du groupe EDF ;
- 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 US pour les US CP et 1,5 milliard d'euros pour les Euro CP. EnBW, RTE EDF Transport et EDF Energy disposent de programmes court terme dont les plafonds sont respectivement 2 milliards d'euros, 1 milliard d'euros et 1 milliard de livres sterling ;
- EDF accède également régulièrement au marché obligataire dans le cadre d'un programme EMTN (« Euro Medium Term Note Program ») mis à jour annuellement et faisant l'objet d'un enregistrement auprès des autorités de marché en France et « passporté » au sein d'autres pays de l'Union européenne. Le plafond du programme est aujourd'hui de 16 milliards d'euros. Par ailleurs, EnBW, EDF Energy, RTE EDF Transport et Edison disposent de leurs propres programmes EMTN dont les plafonds sont respectivement de 7 milliards d'euros, 4 milliards de livres sterling, 6 milliards d'euros et 2 milliards d'euros.

Le tableau ci-dessous présente, par date croissante d'échéance, les emprunts du Groupe dont la valeur nominale est supérieure à 750 millions d'euros ou équivalents euros au 31 décembre 2009 :

Type d'emprunt	Entité	Date d'émission	Échéance	Valeur nominale <i>(en millions)</i>	Devise	Taux <i>(en %)</i>
Euro MTN	EDF	07/2000	10/2010	1 000	EUR	5,8
Obligataire	Edison	02/2007	12/2011	900	EUR	Euribor 1M
Euro MTN	EnBW	02/2002	02/2012	1 000	EUR	5,9
Obligataire	TDE	09/2005	09/2012	1 200	EUR	Euribor 3M
Euro MTN	EDF	11/2008	01/2013	2 000	EUR	5,6
Euro MTN	EnBW	11/2008	11/2013	750	EUR	6,0
Obligataire	EDF	01/2009	01/2014	1 250	USD	5,5
Euro MTN	EDF	07/2009	07/2014	3 269	EUR	4,5
Euro MTN	EDF	01/2009	01/2015	2 000	EUR	5,1
Obligataire	RTE	06/2008	05/2015	1 250	EUR	4,9
Euro MTN	EnBW	07/2009	07/2015	750	EUR	4,1
Obligataire	RTE	09/2006	09/2016	1 000	EUR	4,1
Euro MTN	EDF	10/2001	10/2016	1 100	EUR	5,5
Euro MTN	EDF	02/2008	02/2018	1 500	EUR	5,0
Obligataire	RTE	08/2008	08/2018	1 000	EUR	5,1
Euro MTN	EnBW	11/2008	11/2018	750	EUR	6,9
Obligataire	EDF	01/2009	01/2019	2 000	USD	6,5
Euro MTN	EDF	05/2008	05/2020	1 200	EUR	5,4
Euro MTN	EDF	01/2009	01/2021	2 000	EUR	6,3
Euro MTN	EDF	09/2009	09/2024	2 500	EUR	4,6
Euro MTN	EDF	02/2003	02/2033	850	EUR	5,6
Euro MTN	EDF	05/2009	06/2034	1 500	GBP	6,1
Obligataire	EDF	01/2009	01/2039	1 750	USD	7,0

Les entités disposant de crédits syndiqués au 31 décembre 2009 sont EDF, EnBW, Edison et RTE EDF Transport :

- le crédit syndiqué d'EDF d'un montant de 6 milliards d'euros, échéance mars 2012, inclut une tranche « swingline » de 2 milliards d'euros tirable en valeur jour. Ce crédit syndiqué n'est pas subordonné au respect de ratios comptables ou d'un niveau de notation financière déterminé. Au 31 décembre 2009, il n'a pas fait l'objet de tirage ;
- le crédit syndiqué d'EnBW, échéance mai 2012, est composé de deux tranches : une tranche A de 1 milliard d'euros d'une durée d'un an avec option de renouvellement et faculté de tirage à l'initiative de l'émetteur à l'échéance et une tranche B composée de 58 millions d'euros échéance octobre 2010 et de 1 442 millions d'euros échéance mai 2012. Au 31 décembre 2009, il n'a pas fait l'objet de tirage ;
- le crédit syndiqué d'Edison d'un montant de 1,5 milliard d'euros, échéance avril 2013, a fait l'objet d'un tirage de 150 millions d'euros en décembre 2008 pour une durée d'un mois ;

- le crédit syndiqué de RTE EDF Transport d'un montant de 1 milliard d'euros, échéance mai 2013, comporte une ligne « swingline » de 300 millions d'euros. Au 31 décembre 2009, il n'a pas fait l'objet de tirage.

Par ailleurs, le crédit syndiqué de 11 milliards de livres sterling contracté le 2 octobre 2008 en vue de financer le rachat de British Energy a été intégralement remboursé au cours de l'année 2009, notamment par l'utilisation du produit des différentes émissions obligataires d'EDF en 2009. Ce crédit est clôturé depuis septembre 2009.

De plus, dans le cadre de la gestion globale de sa liquidité, EDF a réalisé le 26 janvier 2010 une émission obligataire d'un montant de 2 250 millions de dollars sur deux échéances, 10 ans et 30 ans. EDF a également renforcé ses lignes de crédits bancaires en janvier 2010.

9.9.1.2 NOTATION FINANCIÈRE

Les notes à long et court terme attribuées aux entités du groupe EDF par les trois agences de notations financières Standard & Poor's, Moody's et Fitch Ratings sont les suivantes au 31 décembre 2009 :

Sociétés	Agences	Notation long terme	Notation court terme
EDF	Standard & Poor's	A+ assortie d'une perspective stable ⁽¹⁾	A-1
	Moody's	Aa3 assortie d'une perspective stable	P-1
	Fitch Ratings	A+ assortie d'une perspective stable	F1
RTE-EDF Transport	Standard & Poor's	A+ assortie d'une perspective stable ⁽²⁾	A-1
EDF Trading	Moody's	A3 assortie d'une perspective stable	n.a.
EDF Energy	Standard & Poor's	A sous surveillance ⁽³⁾	A-1
	Moody's	A3 sous surveillance ⁽³⁾	P-2
	Fitch Ratings	A- assortie d'une perspective stable	F2
Edison SpA	Standard & Poor's	BBB+ assortie d'une perspective négative ⁽⁴⁾	A-2
	Moody's	Baa2 assortie d'une perspective négative ⁽⁴⁾	n.a.
	Fitch Ratings	BBB+ assortie d'une perspective négative ⁽⁴⁾	F2
EnBW	Standard & Poor's	A- assortie d'une perspective négative ⁽⁵⁾	A-2
	Moody's	A2 assortie d'une perspective stable	P-1
	Fitch Ratings ⁽⁶⁾	A assortie d'une perspective stable	F1

n.a. = non applicable.

(1) Passage d'une perspective négative à stable le 30 juin 2009, suite à une révision méthodologique de la notation des sociétés ayant un lien avec l'État.

(2) Passage de AA assortie d'une perspective stable IA-1+ à A+ assortie d'une perspective stable IA-1 le 10 novembre 2009, suite à l'impact de la nouvelle grille des tarifs d'acheminement sur la situation financière de RTE EDF Transport.

(3) Sous surveillance (depuis le 2 octobre 2009 pour S&P et depuis le 6 octobre 2009 pour Moody's), suite à l'annonce de l'étude d'une éventuelle cession des réseaux de distribution d'EDF Energy au Royaume-Uni.

(4) Passage d'une perspective stable à négative (le 7 juillet 2009 pour Moody's, le 29 septembre 2009 pour S&P et le 18 décembre 2009 pour Fitch Ratings), suite à l'annonce de l'acquisition du champ gazier d'Aboukir et à la mise en place du nouveau terminal gazier Rovigo.

(5) Passage d'une perspective stable à négative le 18 décembre 2009, en raison de l'incertitude autour du programme de croissance externe d'EnBW.

(6) Noté par Fitch Ratings depuis mai 2009.

9.9.1.3 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 varient entre 45 % et 95 % 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 US 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, EnBW, 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 2009 par devise et après couverture au regard des normes IFRS, se décompose de la façon suivante : 50 % en euros, 35 % en livres sterling, 9 % en dollars US et le solde, s'élevant à 6 %, inclut le franc suisse, le forint hongrois, le zloty polonais, le real brésilien et le yen japonais.

Structure de la dette brute au 31 décembre 2009, en devise avant et après couverture

31 décembre 2009 (en millions d'euros)	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture ⁽¹⁾	Structure de la dette après couverture	% de dette
EUR	37 232	(10 356)	26 876	50 %
USD	5 081	(32)	5 049	9 %
GBP	7 386	11 463	18 849	35 %
Autres devises	4 169	(1 075)	3 094	6 %
TOTAL DES EMPRUNTS	53 868		53 868	100 %

(1) Couvertures de dettes et de situations nettes des filiales étrangères ainsi que les swaps dollar US/GBP qualifiée de couverture économique.

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 2009. La sensibilité au risque de change reste globalement stable par rapport à 2008.

Sensibilité de la dette brute du Groupe au risque de change

31 décembre 2009 (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	Dont impact sur les capitaux propres
EUR	26 876	-	26 876	-
USD	5 049	505	5 554	135
GBP	18 849	1 885	20 734	381
Autres devises	3 094	309	3 403	161
TOTAL	53 868	2 699	56 567	677

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 ainsi 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 2009.

Position des actifs nets

31 décembre 2009 (en millions de devises)	Actif	Emprunts obligataires	Dérivés	Position nette après gestion (Actif)
USD	6 369	1 750	4 305	314
CHF (Suisse)	2 275	2 150	-	125
HUF (Hongrie)	90 258	-	65 374	24 884
PLN (Pologne)	2 373	-	1 079	1 295
GBP (Royaume-Uni)	13 876	3 049	7 144	3 683
BRL (Brésil)	654	-	-	654
SKK (Slovaquie)	-	-	-	-
CNY (Chine)	700	-	-	700

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

Le tableau ci-dessous 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 2009.

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.

À fin décembre 2009, les situations nettes en USD et GBP sont en hausse par rapport à fin 2008 en raison des acquisitions de British Energy et de 49,99 % de Constellation Energy Nuclear Group.

Sensibilité des actifs nets au risque de change

(en millions d'euros)	31 / 12 / 2009			31 / 12 / 2008		
	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
USD	314	219	22	503	361	36
CHF (Suisse)	125	84	8	57	38	4
HUF (Hongrie)	24 884	92	9	25 304	95	10
PLN (Pologne)	1 295	315	32	353	85	9
GBP (Grande-Bretagne)	3 683	4 147	415	870	913	91
BRL (Brésil)	654	260	26	518	160	16
SKK (Slovaquie)	-	-	-	8 191	272	27
CNY (Chine)	700	71	7	627	66	7

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 9.9.1.6 (« 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 2009.

9.9.1.4 GESTION DU RISQUE DE TAUX D'INTÉRÊT

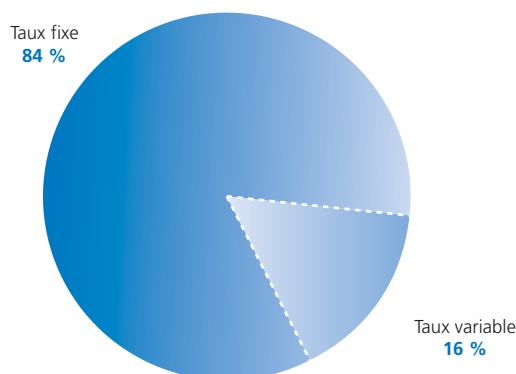
L'exposition du Groupe aux variations de taux d'intérêt recouvre deux types de risques : un risque d'évolution de la valeur des actifs et passifs

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, EnBW 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, EDF adapte de façon dynamique, la répartition de son exposition entre taux fixe et taux variable en fonction des anticipations de taux d'intérêt du marché. Dans le cadre de cette répartition, elle peut être amenée à utiliser des instruments dérivés de taux dans une optique de couverture.

Au 31 décembre 2009, la dette du Groupe après instruments de couverture se répartit en 84 % à taux fixe et 16 % à taux variable.



Une augmentation annuelle uniforme des taux d'intérêt de 1 % entraînerait une augmentation des charges financières d'environ 87 millions d'euros sur la base de la dette brute à taux variable à fin 2009 après couverture au regard des normes IFRS.

Le coupon moyen de la dette Groupe (taux d'intérêt pondéré des encours) s'établit à 4,4 % en 2009.

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 2009. L'impact de variation des taux d'intérêts reste stable par rapport à 2008.

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

31 décembre 2009 <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	44 569	613	45 182	-
À taux variable	9 299	(613)	8 686	87
TOTAL DES EMPRUNTS	53 868		53 868	

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

Concernant les actifs financiers, le tableau ci-dessous présente le risque de taux sur les obligations et titres de créances négociables (TCN) à taux variable détenus par EDF et leur sensibilité au risque de taux (impact en résultat). Les TCN et obligations à taux fixe sont essentiellement investis dans le cadre des actifs dédiés ; un calcul de sensibilité est détaillé dans le paragraphe 9.9.1.6.

Sensibilité au risque de taux des titres à taux variable

31 décembre 2009 <i>(en millions d'euros)</i>	Valeur	Impact, en résultat, d'une variation de 1 % des taux d'intérêt	Valeur après variation de 1 % des taux d'intérêt
TITRES À TAUX VARIABLE	212	2	210

9.9.1.5 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 9.9.1.6 « 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 35,8 % en actions fin 2009, soit un montant actions de 2 207 millions d'euros.

Au 31 décembre 2009, 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 42 % en actions, ce qui représente un montant actions de 1 055 millions de livres sterling.

Au 31 décembre 2009, les fonds de British Energy sont investis à hauteur de 42 % en actions, soit un montant de 1 187 millions de livres sterling.

• **fonds CENG**

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

• **fonds réservés d'EnBW**

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

• **gestion de trésorerie long terme d'EDF**

Au 31 décembre 2009, les placements corrélés actions de la gestion de trésorerie long terme d'EDF représentent un montant de 219 millions d'euros (soit 1,9 % du total des liquidités) et leur volatilité est estimée à 10,0 % (volatilité annualisée des rendements mensuels observés sur trois ans ou sur le plus long historique disponible). En appliquant cette volatilité à la valeur des actifs corrélés actions de la gestion de trésorerie long terme à la même date, EDF estime la volatilité annuelle de cette part corrélée action à 22 millions d'euros.

• **titres de participation directe**

Au 31 décembre 2009, la participation d'EDF dans Veolia Environnement s'élève à 423 millions d'euros. La volatilité est estimée à 78,8 % (volatilité annualisée des rendements mensuels observés sur trois ans).

Au 31 décembre 2009, la participation d'EDF dans AREVA s'élève à 299 millions d'euros. La volatilité est estimée à 59,0 % (volatilité annualisée des rendements mensuels observés sur trois ans).

9.9.1.6 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, la gestion d'actifs.

Les **dotations au portefeuille d'actifs dédiés** réalisées au titre de l'exercice 2009 s'élèvent à 1 902 millions d'euros (voir note 27.3.2.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2009). Compte tenu des conditions de marché, les dotations ont été suspendues de septembre 2008 à juin 2009. Elles ont progressivement repris au cours du 2^e semestre 2009. Ces dotations seront ajustées pour respecter la contrainte réglementaire de couverture du passif par le portefeuille à échéance de juin 2011.

Les **décaissements** liés aux dépenses de démantèlement engagées en 2009 ont été financés sur le portefeuille des actifs dédiés à hauteur de 302 millions d'euros, contre 266 millions d'euros en 2008.

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 du portefeuille global. L'allocation stratégique est revue régulièrement en principe tous les trois ans sauf circonstances particulières. Elle est actuellement la suivante : 50 % des actifs en actions internationales et 50 % des actifs en obligations. L'allocation tactique peut toutefois conduire à une exposition différente. Cette flexibilité a été utilisée pour absorber le choc de la crise financière. La part actions a ainsi été réduite depuis le début 2007 jusqu'à mi 2009 puis a été renforcée à partir du 2^e semestre 2009 pour s'établir à 43 % en fin d'année.

Le portefeuille comporte à titre principal deux sous-portefeuilles « actions » et « taux » qui sont eux-mêmes décomposés en « classes d'actifs secondaires » ou « poches » correspondant à des marchés spécifiques. Un troisième sous-portefeuille « trésorerie » sert à préparer et alimenter les décaissements issus 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.

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

COMPOSITION ET PERFORMANCE DU PORTEFEUILLE DES ACTIFS DÉDIÉS D'EDF

Fin décembre 2009, la valeur boursière du portefeuille s'élève à 11 441 millions d'euros, contre 8 655 millions d'euros à fin décembre 2008.

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

Catégories	31/12/2009		31/12/2008	
	Valeur comptable dans les comptes sociaux d'EDF	Valeur boursière	Valeur comptable dans les comptes sociaux d'EDF	Valeur boursière
<i>(en millions d'euros)</i>				
1° Obligations, créances et autres valeurs émises ou garanties par l'un des États membres de la Communauté européenne ou de l'OCDE...	3 038	3 375	3 018	3 261
2° Obligations, BMTN... émis par le secteur privé	604	642	1 011	1 025
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...	117	142	75	75
4° Parts ou actions d'OPCVM investissant dans les actifs mentionnés du 1° au 3°...	6 599	6 708	4 044	4 072
5° Parts ou actions d'OPCVM investissant notamment dans des actifs autres que ceux mentionnés aux 1° à 3°...	447	569	160	222
6° Droits réels immobiliers – parts ou actions de sociétés immobilières non cotées	Néant	Néant	Néant	Néant
7° Dépôt chez BNP PARIBAS SECURITIES SERVICES	0,025	0,029	0,039	0,039
Débiteurs et créateurs divers (dividendes en cours d'encaissement, frais de gestion, couvertures de change, etc.)	5	5	-	-
TOTAL ACTIFS DÉDIÉS	10 810 ⁽¹⁾	11 441 ⁽¹⁾	8 308	8 655

(1). La valeur boursière du portefeuille intègre les opérations de couverture de change, en addition à la valeur de réalisation présentée dans la note 27.3.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2009.

COMPOSITION ANALYTIQUE PAR SOUS-PORTEFEUILLE ET PERFORMANCE EN 2009

La composition du portefeuille des actifs dédiés d'EDF au 31 décembre 2009 et 31 décembre 2008 est la suivante :

	31/12/2009	31/12/2008
Placements en actions	43,2 %	33,5 %
Placements obligataires	56,8 %	66,5 %

Le tableau ci-dessous présente la performance par sous-portefeuille au 31 décembre 2009 et 31 décembre 2008 :

	31/12/2009 Valeur boursière	Performance de l'exercice 2009		31/12/2008 Valeur boursière	Performance de l'exercice 2008	
		Portefeuille	Indice de référence ⁽¹⁾		Portefeuille	Indice de référence
<i>(en millions d'euros)</i>						
S/portefeuille Actions	4 939	+ 28,06 %	+ 25,94 %	2 896	- 38,90 %	- 37,64 %
S/portefeuille Taux	6 501	+ 5,40 %	+ 4,35 %	5 759	+ 5,88 %	+ 9,35 %
S/portefeuille Trésorerie	1	+ 0,83 %	+ 0,73 %	-	+ 4,18%	+ 4,00 %
TOTAL PORTEFEUILLE DÉDIÉ	11 441	+ 13,07 %	+ 15,10 %	8 655	- 14,91 %	- 16,70 %

(1). Indice de référence : MSCI World pour le sous-portefeuille actions, Citigroup EGBI pour le sous-portefeuille taux, 50 % MSCI World + 50 % Citigroup EGBI pour le portefeuille global.

Le portefeuille des actifs dédiés d'EDF a bénéficié de la reprise des marchés d'actions internationaux et de la bonne tenue relative des différents marchés de taux euro et de crédit. Les choix d'allocation et la sélection des titres et des fonds ont permis aux deux sous-portefeuilles de sur-performer leur indice de référence. La crise financière qui s'est prolongée en 2009 a conduit à maintenir par prudence une sous-exposition du portefeuille au risque actions, ce qui s'est traduit par une légère sous-performance globale par rapport à l'indice composite de référence. Dans ce contexte, le portefeuille des actifs dédiés enregistre, dans le poste des capitaux propres consolidés, une variation brute de 1 111 millions d'euros, soit 728 millions d'euros après impôts.

La composition du portefeuille réparti entre les Fonds réservés et les autres instruments financiers est également mentionnée à la note 27.3.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2009.

Les règles relatives à l'évaluation des actifs dédiés et les critères généraux de dépréciation sont exposés dans l'annexe aux comptes (notes 3.16.2.2 et 27.3.2.1). Par ailleurs, au cours de l'année 2009, le groupe a enregistré une charge de 97 millions d'euros au titre de moins-values de cession et de pertes de valeur.

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 2009 du portefeuille d'actifs dédiés d'EDF s'élève à 4 939 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 2009 à 20,2 % sur la base de 52 performances hebdomadaires, comparée à 31,8 % à fin 2008. 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 998 millions d'euros. Cette volatilité affecterait les capitaux propres du Groupe.

À fin décembre 2009, la sensibilité du sous-portefeuille « taux » (6 501 millions d'euros) s'établissait à 4,29, 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 279 millions, qui serait constatée dans les capitaux propres du Groupe. Cette sensibilité du sous-portefeuille « taux » était également de 4,29 à fin 2008.

9.9.1.7 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 durant 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 2009. Les principales contreparties pour les activités du Groupe restent à 88 % de classe « investment grade ». Cette valeur est stable par rapport à celle issue de la consolidation de décembre 2008.

Au 30/09/2009	AAA	AA	A	BBB	BB	B	CCC/C	Non noté	Total
Répartition	7 %	27 %	50 %	4 %	1 %	0 %	0 %	11 %	100 %

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

Au 30/09/2009	Achats	Assurances	Distribution et vente	Trésorerie et gestion d'actifs	IPP	Achats et trading d'énergie	Total
Répartition	5 %	43 %	7 %	37 %	2 %	6 %	100 %

Les expositions des activités de *trading* d'énergie sont concentrées chez 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 29 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2009 (« Clients et comptes rattachés »).



9.9.2 Gestion et contrôle des risques marchés énergies

9.9.2.1 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, EnBW et CENG, sociétés non contrôlées opérationnellement, la politique de risques relative aux marchés énergies ainsi que le processus de contrôle associé sont revus dans le cadre des instances de gouvernance de ces sociétés.

9.9.2.2 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, formalisée par des mandats de gestion de risques fixant notamment des limites de risques. Ces mandats permettent au TOP 4 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 3 ans) ; et,
- un processus de contrôle, spécifique compte tenu de ses interactions fortes avec les décisions prises au sein des métiers de production et de commercialisation, reposant sur un système de mesure et d'indicateurs de risques, comprenant notamment des procédures d'alerte en cas de dépassement de limites de risques, 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 réévalués et audités.

9.9.2.3 PRINCIPES OPÉRATIONNELS DE GESTION ET DE CONTRÔLE DES RISQUES MARCHÉS ÉNERGIES

Les principes de gestion opérationnelle des risques marchés énergies, pour les entités dont le Groupe assure le contrôle opérationnel, s'appuient

sur une clarification des responsabilités pour la gestion des risques marchés énergies, distinguant ce qui relève d'une part, des gestionnaires d'actifs (production et commercialisation) et d'autre part, du *trading*.

Les gestionnaires d'actifs de production et de commercialisation ont la responsabilité de mettre en œuvre une stratégie de gestion des risques qui minimise l'impact des risques marchés énergies sur leurs états financiers. Les qualifications comptables de ces couvertures sont présentées en note 38 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*. Les principes de gestion des risques marchés énergies du Groupe décrits ci-dessus ne sont pas remis en cause par l'acquisition de British Energy dont le portefeuille a été intégré au sein d'EDF Energy. Cette intégration garantit l'exhaustivité de la mesure des risques pendant que les principes de gestion opérationnelle des risques marchés énergies du Groupe continuent d'être déployés sur le nouveau périmètre d'EDF Energy.

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 cette 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 le niveau maximal de pertes sur 3 mois roulants. En cas de dépassement de cette limite, le conseil d'administration d'EDF Trading prend les mesures circonstanciées qui peuvent inclure notamment la clôture de certaines positions.

Au second semestre 2009, l'engagement d'EDF Trading sur les marchés a été encadré d'une part avec une limite de VaR de 48 millions d'euros sur un jour et avec un intervalle de confiance de 97,5 % et d'autre part avec une limite *stop-loss* de 70 millions d'euros. Ces limites ont été augmentées par rapport au premier semestre 2009 suite à l'intégration d'EDF Trading North America au dispositif de contrôle d'EDF Trading. Sur cette même période, la VaR a évolué entre 8,6 et 22,1 millions d'euros avec une moyenne de 14 millions d'euros.

Le tableau ci-dessous présente les valeurs sur les exercices 2009 et 2008 :

(en millions d'euros)	2 nd semestre 2009	1 ^{er} semestre 2009	2008
Limite VaR (97,5 % un jour)	48	38	32
Limite <i>stop-loss</i>	70	55	45
VaR minimum	8,6	7,6	6,5
VaR moyenne	14,0	13,4	14,8
VaR maximum	22,1	25,1	30,5

Malgré la très forte volatilité sur les marchés, les limites de VaR et de *stop-loss* n'ont pas été dépassées en 2009 et EDF Trading a géré ses risques à tout moment dans les limites du mandat confié par EDF. Les *stop-loss* depuis leur instauration, n'ont par ailleurs jamais été activés.

L'exposition au risque d'EnBW ⁽¹⁾ s'appuie sur des analyses de sensibilité aux évolutions de prix de marché par commodité. Le tableau ci-dessous précise les sensibilités du compte de résultat et des capitaux propres en ce qui concerne les instruments dérivés enregistrés au bilan au 31 décembre 2009 :

(en millions d'euros)	2009		2008	
Électricité				
Variation de prix	+ 25 %	- 25 %	+ 25 %	- 25 %
Impact sur le résultat	- 130,4	+ 130,4	- 73,3	73,3
Impact sur les capitaux propres	+ 192,2	- 192,2	- 10,8	10,8
Charbon				
Variation de prix	+ 30 %	- 30 %	+ 45 %	- 45 %
Impact sur le résultat	+ 16	- 16	36,8	- 36,8
Impact sur les capitaux propres	+ 295,4	- 295,4	252,9	- 252,9
Pétrole				
Variation de prix	+ 40 %	- 40 %	+ 40 %	- 40 %
Impact sur le résultat	+ 9,2	- 9,2	16,6	- 16,6
Gaz naturel				
Variation de prix	+ 30 %	- 30 %	+ 30 %	- 30 %
Impact sur le résultat	+ 16,9	- 16,9	6	- 6
Certificats d'émission				
Variation de prix	+ 50 %	- 50 %	+ 40 %	- 40 %
Impact sur le résultat	+ 44,8	- 44,8	37,3	- 37,3

Concernant Edison ⁽²⁾, le modèle de gouvernance organisationnel 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 ⁽³⁾ 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) ⁽⁴⁾ 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 %. Ce risque est évalué à 87,4 millions d'euros au 31 décembre 2009 au titre de l'année 2010, contre 197,4 millions d'euros au 31 décembre 2008 au titre de l'année 2009. L'évolution de ce risque est liée à la diminution du nombre de couvertures financières, et dans une moindre mesure à un changement du profil à couvrir (concentration sur des maturités plus proches, moins volatiles qu'en 2008).

Pour l'activité de *trading*, qui s'appuie sur un portefeuille distinct du portefeuille industriel, Edison a défini pour 2009 une limite de VaR à 95 % de 2,6 millions d'euros, ainsi qu'une limite *stop-loss* de 26,6 millions d'euros. Au 31 décembre 2009, le niveau de VaR était égal à 20 % de la limite pour une moyenne de 29 % sur l'année. À l'instar de son portefeuille industriel, Edison a alloué un capital économique ⁽⁵⁾ pour le portefeuille de *trading*. Cette allocation tient compte du capital de risques lié aux VaR du portefeuille et du capital de risques estimé à travers des stress-tests relatifs à d'éventuelles positions structurées et non liquides. En 2009, la limite de capital économique de l'activité de *trading* a été fixée à 40,9 millions d'euros et le niveau d'utilisation de cette limite s'est élevé à 20 % au 31 décembre 2009 avec une moyenne de 36 % sur l'année en cours.

Pour les sociétés SPE et CENG, les convergences concernant la gestion des risques seront étudiées au cours de l'année 2010.

Pour une analyse de la juste valeur des dérivés de couverture des matières premières du Groupe, voir note 41.5 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2009. Pour le détail des contrats de matières premières non qualifiés de couvertures conclus par le Groupe, voir note 42.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2009.

9.9.3 Gestion des risques assurables

Le groupe EDF s'est doté de programmes d'assurances étendus progressivement à ses filiales contrôlées y compris ses filiales régulées de réseaux disposant d'une autonomie de gestion (RTE EDF Transport et ERDF). Ils comportent des garanties, exclusions, franchises et plafonds de couvertures spécifiques à chacun.

Les principaux programmes d'assurances sont les suivants :

- dommages aux biens conventionnels Groupe : EDF est membre d'OIL ⁽⁶⁾. Les garanties offertes par cette mutuelle sont complétées par Wagram Insurance Company Ltd ⁽⁷⁾, des assureurs et des réassureurs ;
- dommages aux réseaux de distribution aériens d'ERDF et des Systèmes Énergétiques Insulaires : les études des modalités de mise en place de couvertures dommages des réseaux aériens de distribution d'ERDF et des Systèmes Énergétiques Insulaires d'EDF sont à l'étude ;

1 Source : Rapport annuel EnBW.

2 Source : Rapport annuel Edison.

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

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

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

6 Oil Insurance Limited Mutual Insurance Company.

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

- 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, ainsi que les frais de décontamination nucléaire sont couverts depuis le 1^{er} avril 2006, par un programme d'assurance faisant appel au pool atomique français et à l'European Mutual Association for Nuclear Insurance (EMANI), EnBW disposant d'une couverture comparable. Les dommages nucléaires des installations de British Energy sont couverts par le pool anglais NRI ⁽¹⁾ et EMANI ;
- responsabilité civile vis-à-vis des tiers, spécifique aux activités d'exploitant d'installations nucléaires : les polices d'assurances souscrites par EDF sont conformes à la loi française ;
- de même, EnBW et British Energy ont mis en place les dispositifs en matière de responsabilité civile nécessaires pour respecter les lois allemande et britannique respectivement ;
- 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 ;
- responsabilité civile des mandataires sociaux : le programme d'assurances souscrit par EDF bénéficie aux mandataires sociaux du Groupe.

Le montant total des primes de tous ces programmes s'élève à 96,3 millions d'euros en 2009, dont 61,1 millions d'euros pris en charge par EDF. (Voir chapitre 4.1.3 du Document de référence.)

9.10 Provisions

Les tableaux ci-dessous synthétisent la situation des provisions (courantes et non courantes) pour risques et charges au 31 décembre 2009 et au 31 décembre 2008, ainsi que les éléments de sécurisation du financement des obligations de long terme au titre des installations nucléaires du groupe EDF :

(en millions d'euros)	31/12/2009	31/12/2008
Provisions pour gestion du combustible usé	11 147	8 806
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	7 426	6 732
Provisions pour aval du cycle nucléaire	18 573	15 538
Provisions pour déconstruction des centrales	17 320	12 445
Provisions pour derniers cœurs	3 033	1 697
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	20 353	14 142
Provisions pour avantages du personnel postérieurs à l'emploi	13 118	12 703
Provisions pour autres avantages à long terme du personnel	1 131	1 016
Provisions pour avantages du personnel	14 249	13 719
Autres provisions	4 817	4 738
TOTAL DES PROVISIONS POUR RISQUES ET CHARGES	57 992	48 137

Sécurisation du financement des obligations de long terme au titre des installations nucléaires du groupe EDF :

(en millions d'euros)	31/12/2009	31/12/2008
EDF : Actifs dédiés	11 436	8 658
British Energy : Actifs à recevoir du NLF et du Gouvernement britannique	6 399	-
Autres	432	-
TOTAL DES ÉLÉMENTS DE SÉCURISATION DU FINANCEMENT DES OBLIGATIONS DE LONG TERME AU TITRE DES INSTALLATIONS NUCLÉAIRES DU GROUPE	18 267	8 658

(Voir notes 27.3.2.1.2 et 35.3.1 des comptes consolidés au 31 décembre 2009).

1 Nuclear Risk Insurers Limited.

9.11

Engagements hors bilan (engagements donnés)

Obligations contractuelles

Le tableau ci-dessous présente les obligations contractuelles du Groupe au 31 décembre 2009 :

(en millions d'euros)	2009			
	Total	Échéances à moins d'un an	Échéances de un à cinq ans	Échéances à plus de cinq ans
Dettes à long terme ⁽¹⁾	53 868	9 927	15 667	28 274
Engagements de location-financement en tant que preneur ⁽²⁾	219	37	112	70
Sous-total obligations contractuelles inscrites au bilan	54 087	9 964	15 779	28 344
Garanties de bonne exécution / bonne fin / soumission	1 297	620	638	39
Engagements sur commandes d'exploitation ⁽³⁾	4 562	2 360	1 655	547
Engagements sur commandes d'immobilisations	10 406	5 223	4 868	315
Autres engagements liés à l'exploitation	3 859	1 204	2 160	495
Obligations contractuelles liées à l'exécution de contrat d'exploitation ⁽⁴⁾	20 124	9 407	9 321	1 396
Engagements d'achats fermes et irrévocables ⁽⁵⁾	51 578	9 071	17 502	25 005
Engagements de location simple en tant que preneur ⁽⁶⁾	2 461	534	1 382	545
Sûretés réelles d'actifs	2 767	207	1 101	1 459
Garanties sur emprunts	323	23	48	252
Autres engagements liés au financement	241	182	10	49
Obligations contractuelles liées au financement ⁽⁷⁾	3 331	412	1 159	1 760
Engagements d'acquisition de titres et d'actifs	4 405	1 976	2 490	39
Autres engagements liés aux investissements	233	170	47	16
Obligations contractuelles liées aux investissements ⁽⁸⁾	4 738	2 146	2 537	55
Sous-total obligations contractuelles hors bilan	82 232	21 570	31 901	28 761
TOTAL DES OBLIGATIONS CONTRACTUELLES	136 319	31 534	47 680	57 105

(1) Voir comptes consolidés au 31 décembre 2009, note 39.2.1.

(2) Voir comptes consolidés au 31 décembre 2009, note 25.3.

(3) Hors matières premières et énergie.

(4) Voir comptes consolidés au 31 décembre 2009, note 12.3.1.

(5) Voir comptes consolidés au 31 décembre 2009, note 12.1.

(6) Voir comptes consolidés au 31 décembre 2009, note 12.4.

(7) Voir comptes consolidés au 31 décembre 2009, note 39.5.

(8) Voir comptes consolidés au 31 décembre 2009, note 27.5.

À la connaissance de la Société, il n'existe pas à la date d'arrêté des comptes, au 31 décembre 2009, d'engagements hors bilan significatifs autres que ceux décrits ci-dessus.

Les **engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation** s'établissent à 20 124 millions d'euros. Dans le cadre de son activité, le Groupe met en place des garanties, généralement par l'intermédiaire de banques, destinées à la bonne exécution des contrats. Par ailleurs, le Groupe a donné ou reçu des engagements solidaires avec des tiers.

Les engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation sont présentés dans la note 12.3.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2009 du Groupe.

Les **engagements d'achats fermes et irrévocables** (électricité, gaz naturel, autres énergies et matières premières, combustibles nucléaires) s'élèvent à 51 578 millions d'euros fin 2009. Le Groupe a souscrit dans le cadre de ses activités normales de production et de commercialisation des contrats à long terme d'achat d'électricité, de gaz naturel, d'autres énergies et matières premières ainsi que de combustibles nucléaires, selon lesquels il s'engage à acheter sur des durées qui peuvent atteindre 20 ans.

Dans la quasi-totalité des cas, ces engagements sont réciproques, les tiers concernés ayant une obligation de livrer les quantités déterminées dans ces contrats.

EDF a également passé avec un certain nombre de producteurs d'électricité des contrats d'achats à long terme, en participant au financement de centrales de production. Pour plus de précisions sur ces engagements, voir la note 12.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2009 du Groupe.

Les **engagements de location simple en tant que preneur** s'élèvent à 2 461 millions d'euros (voir la note 12.4 de l'annexe aux comptes consolidés 2009 du Groupe).

Les **engagements donnés liés au financement** qui s'établissent à 3 331 millions d'euros comprennent les sûretés réelles d'actifs, les garanties sur emprunts et les autres engagements liés au financement.

Les engagements donnés liés au financement sont présentés en note 39.5 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2009 du Groupe.

Les **engagements donnés liés aux investissements** comprennent les engagements d'acquisition de titres et les autres engagements donnés liés aux investissements à hauteur de 4 738 millions d'euros. Les engagements liés aux investissements sont présentés dans la note 27.5 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2009 du Groupe.