GDF SUEZ

COMPTES CONSOLIDÉS **2010**

REDÉCOUVRONS L'ÉNERGIE

RAPPORT D'ACTIVITÉ

PAGE

I.1 ÉVOLUTION DE L'ACTIVITÉ ET DU RÉSULTAT DES OPÉRATIONS 2

I.2 ÉVOLUTION DES MÉTIERS DU GROUPE 4

I.2.1 Branche Énergie France 4
I.2.2 Branche Énergie Europe & International 6
I.2.3 Branche Global Gaz & GNL 9
I.2.4 Branche Infrastructures 10
I.2.5 Branche Énergie Services 11
I.2.6 SUEZ Environnement 12
I.2.7 Autres 12

I.3 AUTRES ÉLÉMENTS DU COMPTE DE RÉSULTAT 13

PAGE

I.4 ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT NET 14

I.4.1 Marge brute d'autofinancement opérationnelle 14
I.4.2 Variation du besoin en fonds de roulement 15
I.4.3 Investissements nets des cessions 15
I.4.4 Rachat d'actions et dividendes 16
I.4.5 Endettement au 31 décembre 2010 16

I.5 AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DE SITUATION FINANCIÈRE 16

I.6 COMPTES SOCIAUX 17

I.7 PERSPECTIVES 2011 18

L'exercice 2010 est caractérisé par une forte performance du Groupe notamment grâce aux activités électriques à l'international et à une rigueur climatique très favorable, dans un contexte marqué par des prix des énergies très volatiles et un environnement économique qui reste difficile.

L'EBITDA, qui dépasse les 15 milliards d'euros, est en croissance soutenue de + 7,7%, témoignant de la bonne performance du Groupe, favorablement influencé par une année climatique froide de 28,5 TWh, le développement des activités internationales et l'effet de l'application, au premier semestre, du nouveau contrat de service public en France, ainsi que par les résultats positifs du programme d'économies de coûts (Efficio) engagé par le Groupe.

Le résultat opérationnel courant progresse de + 5,4%. La hausse plus modérée que celle observée pour l'EBITDA s'explique par l'augmentation des dotations nettes aux amortissements et provisions, résultant des regroupements d'entreprises et des mises en service intervenues sur la période.

Le résultat net part du Groupe s'élève à 4 616 millions d'euros, en croissance de 3,1% par rapport au résultat net part du Groupe du 31 décembre 2009. La forte progression des résultats liés aux effets des regroupements d'entreprise et des autres éléments non récurrents est compensée par l'augmentation des pertes de valeur sur actifs et des charges financières sur la dette nette.

La marge brute d'autofinancement opérationnelle s'élève à 14 738 millions d'euros, en hausse de 13,2% par rapport au 31 décembre 2009.

La dette nette reste inférieure à 34 milliards d'euros (33 835 millions d'euros) alors même que le Groupe a poursuivi son programme de développement en réalisant des investissements qui se sont élevés à 11,9 milliards d'euros en 2010 (investissements bruts de maintenance, développement et financiers).

I.1 ÉVOLUTION DE L'ACTIVITÉ ET DU RÉSULTAT DES OPÉRATIONS

En millions d'euros	2010	2009	Variation brute en %
Chiffre d'affaires	**84 478**	**79 908**	*5,7%*
EBITDA	**15 086**	**14 012**	*7,7%*
Dotations nettes aux amortissements et aux provisions	(5 899)	(5 183)	
Charges nettes décaissées des concessions	(265)	(263)	
Paiements en actions	(126)	(218)	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	**8 795**	**8 347**	**5,4%**

Le chiffre d'affaires du Groupe en 2010 s'établit à 84,5 milliards d'euros, en hausse de 5,7% par rapport à 2009. Hors effets de périmètre et de change, le chiffre d'affaires est en croissance organique de + 3,3%.

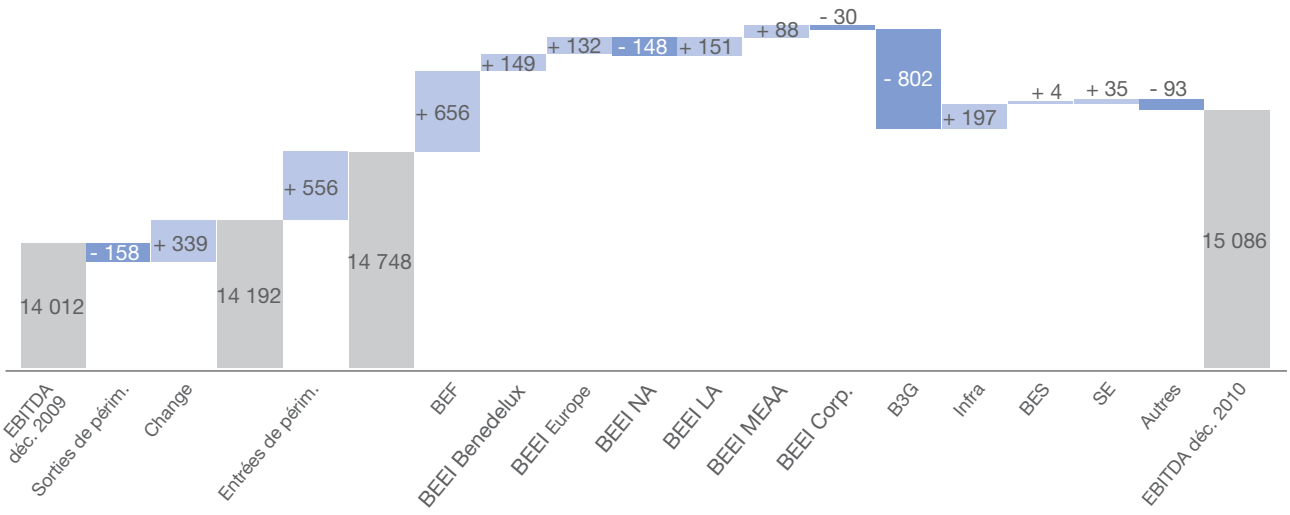
Les effets de périmètre ont un impact de 772 millions d'euros.

- Les entrées au périmètre contribuent à hauteur de 1 722 millions d'euros au chiffre d'affaires, principalement au sein de la Branche Énergie Europe & International (suite aux prises de contrôle de la centrale d'Astoria I aux États-Unis et des activités électriques et gazières au Chili) et de SUEZ Environnement avec les prises de contrôle d'Agbar et des sociétés paritaires dans le secteur de l'eau en France.
- Les sorties de périmètre s'élèvent à 950 millions d'euros et concernent principalement les Branches Énergie Services (Restiani) et SUEZ Environnement (cessions des sociétés paritaires dans le secteur de l'eau en France et d'Adeslas, pôle santé d'Agbar).

Les effets de change ont un impact de 1 136 millions d'euros principalement lié à l'appréciation du dollar américain, du réal brésilien et de la livre sterling.

Hormis les Branches Global Gaz & GNL et Énergie Services dont les ventes sont en baisse en raison respectivement d'une réduction des ventes court terme de gaz et des ventes aux clients Grands Comptes Européens et d'une réduction de l'activité dans les domaines d'installations hors France, les autres branches voient leur chiffre d'affaires progresser du fait de la mise en service de nouvelles installations et d'une rigueur climatique plus importante.

L'**EBITDA** progresse de 7,7% pour s'établir à 15 086 millions d'euros. Hors effets de périmètre et de change, l'EBITDA serait en croissance de 2,4%.



Les effets de périmètre ont un impact net de + 398 millions d'euros.

- Les entrées au périmètre contribuent à hauteur de 556 millions d'euros à l'EBITDA, et correspondent principalement aux opérations déjà évoquées ci-avant dans les Branches Énergie Europe & International et SUEZ Environnement.
- Les sorties de périmètre représentent 158 millions d'euros et concernent essentiellement les effets liés aux cessions d'actifs à E.ON (Branche Énergie Europe & International) et la cession Adeslas (SUEZ Environnement).

Les impacts de change (339 millions d'euros) sont liés aux mêmes effets que ceux décrits dans l'analyse du chiffre d'affaires.

La croissance organique de l'EBITDA s'établit à 338 millions d'euros (2,4%) :

- la Branche Énergie France (+ 179%) bénéficie de l'amélioration de la production d'électricité, des conditions climatiques favorables et de la mise en œuvre au premier semestre du nouveau contrat de service public ;
- la croissance de la Division GDF SUEZ Énergie Benelux & Allemagne est portée par la meilleure disponibilité du parc de production par rapport à l'année dernière (malgré divers arrêts non programmés des centrales de Doel 4 et Tihange 3), les mises en service des centrales de Flevo aux Pays-Bas et Knippegroen/Sidmar en Belgique et d'éléments non récurrents. Cette croissance est toutefois atténuée par une forte diminution des spreads aux Pays-Bas et en Belgique ;
- la Division GDF SUEZ Énergie Europe est en croissance notamment suite à la perception d'indemnités non récurrentes en Espagne, à diverses mises en service en Italie, aux effets sur le premier semestre de la mise en place d'une formule de tarification plus favorable en Hongrie. Les difficultés dans les activités de commercialisation de gaz en Slovaquie et Roumanie ont néanmoins pesé sur la croissance ;
- la Division GDF SUEZ Énergie Amérique du Nord voit son EBITDA diminuer dans son activité GNL du fait d'effets positifs non récurrents en 2009 et de la baisse du prix des commodités. L'activité de vente d'énergie retail bénéficie de l'augmentation des volumes vendus tout en augmentant ses marges. L'activité de production électrique reste stable ;
- la Division GDF SUEZ Amérique Latine est en forte croissance du fait d'une amélioration des marges sur les ventes bilatérales et d'une meilleure hydraulicité au Brésil et de la mise en service du terminal GNL au Chili ;
- la Division GDF SUEZ Moyen-Orient, Asie et Afrique présente une croissance soutenue portée par l'augmentation des rémunérations sur les développements de projets au Moyen Orient, le maintien des prix de vente en Thaïlande couplée à une baisse des prix des combustibles ainsi qu'à la progression de l'activité à Singapour ;
- la Branche Global Gaz & GNL voit son EBITDA reculer du fait d'un marché du gaz difficile, d'une base de comparaison défavorable notamment en raison d'un premier semestre 2009 qui avait bénéficié d'éléments non récurrents. L'EBITDA de l'activité Exploration & Production reste stable, l'évolution favorable des prix compensant une légère baisse de la production ;
- la Branche Infrastructures voit son EBITDA augmenter, bénéficiant de la rigueur climatique, d'effets prix positifs et de la mise en service progressive de Fos Cavaou ;
- la Branche Énergie Services maintient son EBITDA, ce qui démontre la résilience de son modèle économique équilibré dans un contexte économique qui reste très difficile pour ses activités ;
- SUEZ Environnement bénéficie d'effets prix/volumes favorables à l'international et de la forte appréciation des prix des matières premières secondaires qui compense l'effet de moindres volumes mis en décharge pour la Propreté Europe. L'EBITDA est cependant affecté par un repli d'Eau Europe traduisant l'arrêt du contrat de Paris, des volumes moins bien orientés qu'en 2009 et des coûts de lancement d'activités nouvelles.

Le résultat opérationnel courant augmente de 5,4% pour s'établir à 8 795 millions d'euros. Hors effets de change et de périmètre, la croissance organique s'élève à + 0,6%. La hausse plus modérée que celle observée pour l'EBITDA s'explique par l'augmentation des dotations nettes aux amortissements et provisions, celle-ci résultant principalement de l'effet des entrées de périmètre et des mises en service intervenues sur ces périodes.

I.2 ÉVOLUTION DES MÉTIERS DU GROUPE

I.2.1 BRANCHE ÉNERGIE FRANCE

En millions d'euros	2010	2009	Variation brute en %
Chiffre d'affaires	**14 982**	**13 954**	7,4%
EBITDA (A)	**1 023**	**366**	179,3%
Dotations nettes aux amortissements et aux provisions (B)	(374)	(75)	
Paiements en actions (C)	(3)	(4)	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT = A + B + C	**646**	**288**	**124,2%**

● VOLUMES VENDUS PAR LA BRANCHE

En TWh	2010	2009	Var %
Ventes de gaz (1)	292,4	274,1	+ 6,7%
Ventes d'électricité	36,5	34,1	+ 7,0%

(1) Volumes contributifs Branche.

● CORRECTION CLIMATIQUE FRANCE

En TWh	2010	2009	Var
Volume de correction climatique	+ 25,8	– 4,3	+ 30,1 TWh

(Signe négatif = climat chaud, signe positif = climat froid.)

À fin décembre 2010, le **chiffre d'affaires** contributif de la Branche Énergie France s'élève à 14 982 millions d'euros, en hausse de + 7,4% par rapport à 2009.

Cette augmentation de + 1 028 millions d'euros résulte d'un effet périmètre de + 19 millions d'euros (intégration des sociétés acquises dans les Services à l'habitat (1)) et d'un effet organique de + 1 009 millions d'euros (+ 7,2%).

Le chiffre d'affaires à climat moyen sur la période est quasi stable (– 0,2%), la baisse des ventes de gaz à climat moyen étant compensée par la croissance des ventes d'électricité. Cette évolution s'explique également par les mouvements tarifaires de l'année : les effets de la baisse des prix du gaz en avril 2009, qui impactait les ventes du premier trimestre 2010, ont été compensés par les hausses des tarifs de Distribution Publique au 1er avril et au 1er juillet 2010.

Les ventes de gaz naturel s'établissent à 292 TWh en croissance de + 6,7% (18,3 TWh) par rapport à 2009, principalement du fait d'un climat 2010 particulièrement rigoureux. En données climatiques moyennes, ces ventes sont en retrait de – 11,7 TWh du fait de l'évolution du marché (tendance à la contraction des consommations unitaires) et de la pression concurrentielle. GDF SUEZ maintient cependant une part de marché d'environ 90% sur le marché des particuliers et d'environ 73% sur le marché d'affaires.

Les ventes d'électricité atteignent 36,5 TWh en progression de + 7% rapport à 2009, principalement du fait du développement du portefeuille de clients particuliers qui atteint 939 000 fin 2010, en croissance de + 214 000 sur l'année. Le nombre total de sites particuliers et professionnels en France à fin 2010 s'élève à 1,14 million de sites.

(1) Filiales Services de Poweo, Ciepiela & Bertranuc, Panosol, Agenda.

La production d'électricité de 32,7 TWh progresse de + 11,2% grâce à une hydraulicité meilleure qu'en 2009, au développement du parc de centrales à cycle combiné gaz (avec notamment la mise en service de la centrale de Combigolfe à Fos à l'été 2010 pour 435 MW ; la réception de la centrale de Montoir-de-Bretagne pour 435 MW en novembre 2010) et la mise en service de 324 MW en éoliens portant la puissance installée fin 2010 à 922 MW.

L'EBITDA atteint 1 023 millions d'euros contre 366 millions d'euros à fin 2009. La progression de + 657 millions d'euros s'explique principalement par la croissance des volumes de ventes de gaz (climat), le développement de l'activité électricité (production et ventes) et la mise en œuvre du nouveau contrat de service public.

Le résultat opérationnel courant est en progression de + 358 millions d'euros. Cette évolution est moins favorable que celle de l'EBITDA, principalement du fait de l'effet des amortissements de la juste valeur des actifs et passifs reconnus dans le cadre de la fusion.

Évolution des tarifs

Tarifs de distribution publique

Le tableau ci-dessous présente le niveau moyen des évolutions de tarifs de distribution publique (DP) décidées depuis 2008.

Année	Niveau moyen de modification tarifaire
2008	
1er janvier	1,73 euro par MWh
30 avril	2,64 euros par MWh
15 août	2,37 euros par MWh
1er octobre	- euro par MWh
2009	
1er janvier	- euro par MWh
1er avril	– 5,28 euros par MWh (1)
2010	
1er avril	4,03 euros par MWh
1er juillet	2,28 euros par MWh
1er octobre	- euro par MWh

(1) Le mouvement sur le tarif B1 au 1er avril 2009 est de – 4,63 euros/MWh.

Tarifs à souscription

Les tarifs sont révisables trimestriellement, les révisions prenant en compte l'évolution du cours euro/dollar, l'évolution des coûts et le prix d'un panier de produits pétroliers.

Année	Niveau moyen de modification tarifaire
2009	
1er janvier	– 8,52 euros par MWh
1er avril	– 9,69 euros par MWh
1er juillet	1,38 euro par MWh
1er octobre	3,88 euros par MWh
2010	
1er janvier	0,48 euro par MWh
1er avril	1,41 euro par MWh
1er juillet	3,14 euros par MWh
1er octobre	- euro par MWh

I.2.2 BRANCHE ÉNERGIE EUROPE & INTERNATIONAL

I.2.2.1 Chiffres clés

	2010						2009						Variation
En millions d'euros	Benelux/ Allemagne	Europe	Amérique du Nord	Amérique Latine	MO Asie Afrique	Total*	Benelux/ Allemagne	Europe	Amérique du Nord	Amérique Latine	MO Asie Afrique	Total*	brute en %
Chiffre d'affaires	14 258	8 084	4 215	3 208	2 007	**31 771**	13 204	7 746	3 877	2 012	1 510	**28 350**	12,1%
EBITDA (A)	2 272	1 163	617	1 475	406	**5 831**	2 123	1 011	657	1 026	286	**5 027**	16,0%
Dotations nettes aux amortissements et aux provisions (B)	(610)	(515)	(319)	(349)	(88)	(1 884)	(536)	(429)	(228)	(191)	(88)	(1 471)	
Charges nettes décaissées des concessions/paiements en actions (C)	(6)	(2)				(10)	(12)	(2)				(22)	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT = A + B + C	**1 657**	**646**	**298**	**1 126**	**317**	**3 937**	**1 574**	**581**	**429**	**835**	**197**	**3 534**	**11,4%**

** Une partie des coûts n'est pas allouée.*

I.2.2.2 GDF SUEZ Énergie Benelux & Allemagne

Le **chiffre d'affaires** de la Division GDF SUEZ Énergie Benelux & Allemagne s'établit à fin 2010 à 14 258 millions d'euros en progression de + 8,0% par rapport à 2009. En tenant compte des effets de périmètre, à savoir, en Belgique, la cession d'une partie de la capacité nucléaire à SPE dans le cadre de Pax Electrica II et, en Allemagne, la consolidation proportionnelle de la Stadtwerke de Gera, la croissance organique s'élève à + 7,7%.

Ventes d'électricité

Les volumes d'**électricité** vendus sont en croissance de + 10,7% à 131 TWh et le chiffre d'affaires augmente de + 707 millions d'euros.

En **Belgique et au Luxembourg,** les volumes totaux vendus sont en hausse de + 1.2 TWh (+ 1,7%), soit un impact sur le chiffre d'affaires de + 79 millions d'euros (soit + 1,2%) :

- les ventes belges aux Grands Comptes ont amorcé leur reprise après le ralentissement économique constaté en 2009 (+ 2,5 TWh) ;
- les ventes aux autres clients Affaires diminuent (– 2,2 TWh) principalement du fait de la perte des volumes vendus aux Autorités Publiques (– 0,5 TWh) et aux Revendeurs (– 1,1 TWh) ;
- ces diminutions sont partiellement compensées par une augmentation des ventes dans le segment des Petites et Moyennes Entreprises (+ 0,6 TWh) ;
- les ventes au Luxembourg à Enovos diminuent fortement sur le segment des Revendeurs (– 1 TWh) tout en restant stables sur le segment des Gros Industriels.

Les ventes d'électricité aux **Pays-Bas** augmentent de + 142 millions d'euros et de + 1,7 TWh :

- cette augmentation est due uniquement au marché de gros (+ 314 millions d'euros et + 3,5 TWh) ;
- le chiffre d'affaires pour les clients Affaires diminue de – 168 millions d'euros, résultat de la combinaison d'une diminution des prix de ventes et d'une perte de volume de – 1,8 TWh.

Les ventes d'électricité en **Allemagne** augmentent de + 399 millions d'euros et + 8 TWh :

- cette augmentation est en partie attribuable à l'intégration proportionnelle de la Stadtwerke de Gera (+ 30 millions d'euros) ;
- l'évolution organique du chiffre d'affaires s'explique par l'augmentation des ventes sur le marché de gros (+ 8,6 TWh) et est associée à l'échange de capacités de production électrique avec E.ON ;
- le chiffre d'affaires pour les gros clients Industriels enregistre un recul de – 79 millions d'euros suite à la perte de quelques clients importants ;
- les ventes sur le segment Revendeurs (– 68 millions d'euros) diminuent également du fait d'une politique commerciale plus sélective.

Les ventes **en dehors de Benelux & Allemagne** sont en croissance de + 121 millions d'euros (+ 15,1%) pour un volume en augmentation de + 1,8 TWh (+ 13,7%). Elles génèrent un chiffre d'affaires de 919 millions d'euros. Il s'agit essentiellement de ventes sur le marché de gros en France, au Royaume-Uni, en Pologne et en Hongrie.

Ventes de gaz

Le chiffre d'affaires des **ventes de gaz** augmente de + 15,5% pour une augmentation de volumes de plus de + 14,4 TWh (+ 19%). L'évolution asymétrique des prix et des volumes résulte de la forte baisse des prix sur presque tous les segments qui est compensée par des augmentations des volumes vendus d'environ + 10,2 TWh en Belgique et de + 3,4 TWh sur l'ensemble des clients Affaires aux Pays-Bas et en Allemagne.

L'**EBITDA** de la Division GDF SUEZ Énergie Benelux & Allemagne s'élève à fin 2010 à 2 272 millions d'euros, soit une augmentation de + 7,1% par rapport à l'exercice 2009. La croissance organique est de + 7,3% :

- par rapport à l'exercice précédent, les effets de périmètre intègrent la vente à SPE de 250 MW de capacités de production d'énergie nucléaire, l'échange de capacités de production électrique avec E.ON et l'intégration proportionnelle de la Stadtwerke de Gera ;
- l'augmentation de l'EBITDA résulte à la fois d'éléments non récurrents en Belgique-Luxembourg, de la diminution des coûts opérationnels et d'une augmentation des ventes de gaz en conséquence d'un effet climatique favorable ;
- l'impact net des mises en services de nouvelles installations s'élève à + 101 millions d'euros. Il s'agit principalement des nouvelles unités Flevo aux Pays-Bas et Knippegroen (Sidmar) en Belgique ;
- ces effets sont partiellement compensés par une diminution des marges réalisées par rapport à 2009.

Le **résultat opérationnel courant** de la Division GDF SUEZ Énergie Benelux & Allemagne est en croissance organique de + 129 millions d'euros (soit + 8,6%) pour atteindre 1 657 millions d'euros à fin 2010. Outre la hausse de l'EBITDA, l'évolution résulte également de moindres dépréciations pour créances douteuses, partiellement compensées par des amortissements plus élevés qu'en 2009 (suite aux mises en service réalisées en cours d'année 2009 et en 2010 et à l'ajustement de l'actif de démantèlement consécutif à la révision des provisions nucléaires par la Commission des Provisions Nucléaires).

I.2.2.3 GDF SUEZ Énergie Europe

Au 31 décembre 2010, le **chiffre d'affaires** contributif de la Division GDF SUEZ Énergie Europe s'établit à 8 084 millions d'euros, en augmentation brute de + 4,4% par rapport au 31 décembre 2009.

Les effets de change sont positifs en Europe Centrale et en Europe Orientale (+ 66 millions d'euros) ainsi qu'au Royaume-Uni (+ 54 millions d'euros). Les effets de périmètre ne sont pas significatifs sur la période.

Le chiffre d'affaires, en augmentation organique de + 2,7% par rapport à l'année précédente, s'explique par les variations suivantes :

- l'Europe de l'Ouest (+ 56 millions d'euros), où la stratégie commerciale amorcée en 2009 au Royaume-Uni a conduit à réduire les volumes de gaz vendus (– 3,8 TWh) et à se déplacer sur des marchés à forte valeur ajoutée. Les volumes vendus d'électricité sont quant à eux en augmentation (+ 2,2 TWh). Dans la péninsule ibérique, la vente d'électricité sur les marchés ancillaires a permis de capter des prix plus élevés mais sur de moindres volumes (– 20%) ;
- l'Italie (+ 221 millions d'euros) connaît une hausse sensible des volumes vendus tant en électricité (+ 1,2 TWh) qu'en gaz (+ 2,5 TWh), dans un contexte marqué par les efforts du régulateur pour contraindre l'évolution des prix ;
- l'Europe Centrale et l'Europe Orientale (– 77 millions d'euros), où la hausse du chiffre d'affaires en Slovaquie et en Roumanie, notamment expliquée par la croissance des volumes vendus (+ 5,4 TWh) et distribués (+ 2 TWh), est plus que compensée par de moindres volumes vendus en Hongrie (– 0,7 TWh) et en Turquie (– 2,3 TWh), ainsi que par des prix de vente inférieurs en Pologne.

L'**EBITDA** à fin décembre 2010 de la Division GDF SUEZ Énergie Europe s'établit à 1 163 millions d'euros, et présente une croissance brute de + 151 millions d'euros (+ 15%). La croissance organique de l'EBITDA de la Division GDF SUEZ Énergie Europe s'élève à 132 millions d'euros (+ 12,8%) et s'analyse comme suit :

- l'Europe de l'Ouest est en croissance organique de + 72 millions d'euros. Celle-ci est portée par la péninsule ibérique, qui réalise une bonne performance en raison de meilleurs prix captés sur les marchés secondaires, de meilleures conditions de vent sur les fermes éoliennes, et de la perception d'indemnités non récurrentes sur la construction d'une centrale mise en service en 2006. Le Royaume-Uni affiche pour sa part une croissance organique de + 17,4%, effet principalement de la bonne performance des activités de commercialisation ;
- l'Italie est en croissance organique de + 78 millions d'euros, suite à la mise en service de nouveaux actifs (Windco), au redressement de la disponibilité de plusieurs centrales, et à une bonne performance de l'ensemble des autres activités, soutenues notamment par le développement des activités de commercialisation ;
- l'Europe Centrale et l'Europe Orientale affichent une décroissance organique de – 29 millions d'euros, principalement expliquée par des effets prix défavorables sur les activités de commercialisation de gaz en Slovaquie et en Roumanie. La Hongrie présente toutefois de meilleurs résultats grâce à la performance sur les services électriques et à la mise en œuvre d'une formule de tarification ayant un effet favorable sur les premiers trimestres 2010.

Le **résultat opérationnel courant** de la Division GDF SUEZ Énergie Europe s'établit à 646 millions d'euros, en croissance organique de + 8,6%, soit + 50 millions d'euros. La moindre évolution du ROC par rapport à celle de l'EBITDA est essentiellement due aux amortissements en hausse au Royaume-Uni et en Italie, principalement sous l'effet de mises en service.

I.2.2.4 GDF SUEZ Énergie Amérique du Nord

Au 31 décembre 2010, le **chiffre d'affaires** de la Division GDF SUEZ Énergie Amérique du Nord s'établit à 4 215 millions d'euros, en croissance brute de + 338 millions d'euros par rapport à 2009 et en diminution organique de – 63 millions d'euros ou – 1,5%.

Le chiffre d'affaires bénéficie d'un effet de change positif (+ 212 millions d'euros) suite à l'appréciation du dollar américain et du peso mexicain et d'un effet périmètre de + 189 millions d'euros résultant de la prise de contrôle de la centrale électrique d'Astoria 1.

Les ventes d'**électricité** atteignent 59,6 TWh et progressent de + 8,9 TWh. La hausse des ventes d'électricité est principalement due à l'entrée dans le périmètre de la centrale Astoria I et des bonnes performances de l'activité retail de GDF SUEZ Energy Resources North America, fournisseur d'électricité aux consommateurs commerciaux et industriels, dont les volumes sont en augmentation de + 17% à 30,7 TWh et dont le chiffre d'affaires augmente de 153 millions d'euros en croissance organique.

Les ventes de **gaz** naturel s'établissent à 63,4 TWh en diminution de – 6 TWh. Outre l'impact volume, le chiffre d'affaires est également impacté par la diminution des prix après couvertures dans le cadre de l'activité GNL aux États-Unis.

L'**EBITDA** à fin décembre 2010 de la Division GDF SUEZ Énergie Amérique du Nord s'établit à 617 millions d'euros et présente une diminution brute de – 40 millions d'euros. Hors effets positifs de change (+ 37 millions d'euros) et de périmètre (+ 71 millions d'euros), la Division affiche une décroissance organique de – 21%, soit – 148 millions d'euros :

- cette décroissance s'explique principalement par l'activité GNL (– 114 millions d'euros) due à des éléments positifs non récurrents enregistrés en 2009 (fin des contrats de couvertures favorables et le règlement avec Gas Natural). Cette forte diminution a été partiellement compensée par une baisse des coûts d'exploitation du terminal d'Everett ;
- l'activité production d'électricité est en diminution de – 12 millions d'euros, liée principalement à la maintenance non planifiée de la centrale hydraulique Northfield Mountain durant près de 7 mois. Cette diminution est partiellement compensée par les mises en service des parcs éoliens West Cape et Caribou et à la centrale de Waterbury en 2009. La production d'électricité à partir d'énergies renouvelables a cependant souffert de fortes intempéries au début de l'année qui ont entraîné la mise à l'arrêt de plusieurs éoliennes ;
- l'activité de vente d'énergie «retail» bénéficie de l'augmentation des volumes vendus tout en augmentant ses marges.

Le **résultat opérationnel courant** de la Division GDF SUEZ Énergie Amérique du Nord s'établit à 298 millions d'euros, en décroissance organique de – 43% soit – 196 millions d'euros. Sa dynamique opérationnelle repose principalement sur les facteurs explicatifs de l'EBITDA.

I.2.2.5 GDF SUEZ Énergie Amérique Latine

Le **chiffre d'affaires** de la Division GDF SUEZ Énergie Amérique Latine s'établit à 3 208 millions d'euros au 31 décembre 2010, marquant une augmentation brute de + 59% et une progression organique de + 21,8%, soit + 494 millions d'euros par rapport au 31 décembre 2009.

Le chiffre d'affaires comprend des effets de périmètre de 434 millions d'euros principalement liés à la prise de contrôle des activités électriques au Chili (Electroandina et Edelnor, fin janvier 2010). Il bénéficie également d'un effet de change positif (+ 267 millions d'euros) suite à l'appréciation du réal brésilien et du dollar américain.

Les ventes d'**électricité** ont augmenté de + 8,2 TWh pour s'établir à 48,5 TWh en décembre 2010 notamment suite à la prise de contrôle au Chili, tandis que les ventes de **gaz** ont augmenté de + 4,5 TWh, principalement suite à la mise en service du terminal gazier GNL Mejillones au Chili.

La croissance organique du chiffre d'affaires s'explique principalement par une hausse des volumes vendus au Brésil, suite notamment à la mise en service de la centrale hydraulique de San Salvador en août 2009 et de bons résultats spot, et par la mise en service du terminal gazier GNL Mejillones au Chili.

L'**EBITDA** a augmenté de + 452 millions d'euros pour s'établir à 1 475 millions d'euros, présentant une croissance organique de + 151 millions d'euros (+ 12,9%).

- au Brésil, une augmentation des marges sur les ventes bilatérales ainsi que des conditions hydrologiques favorables et un accroissement de la production thermique entraînant une augmentation des ventes spots sous-tendent la croissance ;
- au Chili, la croissance de l'EBITDA s'explique principalement par la mise en service du terminal de GNL Mejillones ;
- au Panama, le recul des résultats s'explique par des problèmes techniques et le retard dans la conversion au charbon de la centrale Bahia Las Minas.

Le **résultat opérationnel courant** de la Division GDF SUEZ Énergie Amérique Latine s'établit à 1 126 millions d'euros au 31 décembre 2010, marquant une augmentation brute de + 35% et une croissance organique de 43 millions d'euros ou + 4,5% par rapport au 31 décembre 2009. La progression du résultat opérationnel courant est moindre que celle de l'EBITDA du fait de l'augmentation des charges d'amortissements, liée au démarrage de la centrale hydraulique de San Salvador au Brésil, à la mise en service du terminal gazier GNL Mejillones et à la comptabilisation des actifs électriques chiliens à leur juste valeur suite à leur prise de contrôle en janvier 2010.

I.2.2.6 GDF SUEZ Énergie Moyen-Orient, Asie et Afrique

Le **chiffre d'affaires** de la Division GDF SUEZ Énergie Moyen-Orient, Asie et Afrique est en progression brute de + 33% à 2 007 millions d'euros. Compte tenu de l'appréciation du dollar de Singapour, du bath thaïlandais et du dollar américain (+ 142 millions d'euros) et des entrées en périmètre suite à la consolidation

proportionnelle de PTT NGD et d'Amata NGD (distribution de gaz en Thaïlande) pour 30 millions d'euros, la croissance organique s'élève à + 324 millions d'euros ou + 19,6%.

Cette croissance est principalement tirée par Senoko (+ 106 millions d'euros) suite à la reprise de la demande à Singapour, ainsi que par la Thaïlande (+ 39 millions d'euros) et la Turquie (+ 61 millions d'euros) suite à une diminution des périodes de maintenance en 2010 par rapport à 2009. Le chiffre d'affaires des activités «Opérations et Maintenance» au Moyen-Orient est en augmentation de 54 millions d'euros suite à la mise en service de plusieurs unités (Marafiq, Al Dur).

Les ventes **d'électricité** de la Division atteignent 26,4 TWh et progressent de + 1,6 TWh (+ 6,5%). Suite à la consolidation de PTT NGD et Amata NGD, les ventes de gaz s'élèvent à 1,1 TWh.

L'EBITDA à fin décembre 2010 de la Division GDF SUEZ Énergie Moyen-Orient, Asie et Afrique s'établit à 406 millions d'euros soit une augmentation brute de + 120 millions d'euros. Hors effets positifs de change (+ 24 millions d'euros) et effet de périmètre suite à la consolidation proportionnelle de PTT NGD et Amata NGD (+ 8 millions d'euros), la Division affiche une progression organique de + 28%, soit 88 millions d'euros. Celle-ci est obtenue grâce aux honoraires de développement perçus au Moyen-Orient, ainsi qu'aux revenus contractualisés sur base d'accords de moyen et long terme dans une zone où la demande d'énergie est croissante :

- en Thaïlande, l'EBITDA est en progression grâce au maintien des prix de ventes couplé à une baisse des prix des combustibles (charbon et gaz). Le premier semestre 2009 avait aussi été fortement impacté par les coûts et les arrêts pour maintenance de certaines unités ;
- Senoko à Singapour bénéficie d'une hausse de la demande d'électricité sur ses ventes et ses marges ;
- au Moyen-Orient, l'EBITDA est en augmentation, principalement grâce à la hausse des honoraires de développement liés aux projets Riyadh PP 11, Barka 3 et Sohar 2.

Le **résultat opérationnel courant** de la Division GDF SUEZ Énergie Moyen Orient, Asie et Afrique s'établit à 317 millions d'euros, en croissance organique de + 46% soit + 98 millions d'euros et évolue en ligne avec l'EBITDA.

I.2.3 BRANCHE GLOBAL GAZ & GNL

En millions d'euros	2010	2009	Variation brute en %
Chiffre d'affaires Branche	**20 793**	**20 470**	1,6%
Chiffre d'affaires contributif Groupe	**9 173**	**10 657**	– 13,9%
EBITDA (A)	**2 080**	**2 864**	– 27,4%
Dotations nettes aux amortissements et aux provisions (B)	(1 116)	(1 412)	
Paiements en actions (C)	(4)	(2)	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT = A + B + C	**961**	**1 450**	**– 33,8%**

Le **chiffre d'affaires** total de la Branche Global Gaz & GNL, y compris prestations intragroupes, s'élève à 20 793 millions d'euros, en croissance brute de + 1,6% par rapport à 2009.

Au 31 décembre 2010, le chiffre d'affaires contributif de la Branche Global Gaz & GNL s'élève à 9 173 millions d'euros, en baisse de – 1 484 millions d'euros (– 13,9% de variation brute) par rapport à 2009. La décroissance organique du chiffre d'affaires est de – 14,3%, soit une baisse de – 1 528 millions d'euros.

Le chiffre d'affaires contributif à fin décembre 2010 a été globalement pénalisé par la réduction des ventes court terme de gaz et des ventes aux clients Grands Comptes Européens, partiellement compensée par la progression des revenus de l'Exploration & Production et des ventes de GNL.

Le recul du chiffre d'affaires contributif de la Branche s'explique principalement par les effets suivants :

- de moindres ventes de court terme [(1)] avec des volumes en baisse de – 29 TWh dans un contexte d'évolution contrastée des prix au NBP (baisse de – 11% sur le premier semestre 2010 par rapport au premier semestre 2009 et hausse globale de + 22% entre 2009 et 2010) ; une progression des ventes externes de GNL, avec 34 TWh en 2010 (39 cargaisons) contre 22 TWh à fin décembre 2009 (26 cargaisons) soit + 12 TWh ;
- une contraction de 21 TWh des ventes de gaz naturel du portefeuille des Grands Comptes Européens (164 TWh en 2010 contre 185 TWh en 2009) essentiellement liée à des volumes détenus en portefeuille en retrait et à la baisse des prix moyens de vente sur la période, dans un contexte de forte concurrence, malgré l'impact des couvertures de prix associées ;

(1) Y compris ventes aux autres opérateurs.

- une progression de + 120 millions d'euros (soit + 8,1%) du chiffre d'affaires d'Exploration & Production qui s'établit à 1 593 millions d'euros, avec essentiellement :
  - la stabilité de la production contributive d'hydrocarbures à 34,6 Mbep, la mise en production du champ de Gjoa n'intervenant que fin 2010,
  - la hausse du prix moyen des ventes après couvertures en euros/Bep de + 12% entre 2009 et 2010 dans un contexte de hausse du prix moyen du pétrole (+ 37% entre 2009 et 2010).

Sur l'ensemble de l'année 2010, l'**EBITDA** de la Branche s'établit à 2 080 millions d'euros contre 2 864 millions d'euros à fin 2009, en décroissance brute de – 784 millions d'euros, soit – 27%, avec :

- une légère hausse de la contribution de l'activité Exploration & Production (EBITDA de 1 439 millions d'euros à fin 2010 contre 1 363 millions d'euros fin 2009), l'évolution favorable du prix du pétrole compensant la baisse de la production totale ;
- des effets défavorables de la crise économique, tant en volume qu'en prix avec l'impact négatif du spread gaz-pétrole, sur les ventes marché et aux Grands Comptes, les ventes GNL et l'activité de trading et d'optimisation ;
- une base de comparaison défavorable notamment en raison d'un premier semestre 2009 qui avait bénéficié d'opportunités de marché et d'arbitrage exceptionnelles pour un peu plus de 400 millions d'euros.

Le **résultat opérationnel courant** de 2010, s'élève à 961 millions d'euros en décroissance brute de – 489 millions d'euros (– 34%), principalement liée à la baisse constatée de l'EBITDA de la Branche (– 784 millions d'euros), atténuée par la baisse des dotations nettes aux amortissements, provisions et pertes de valeur (+ 297 millions d'euros) résultant notamment du caractère dégressif de certains amortissements.

I.2.4 BRANCHE INFRASTRUCTURES

En millions d'euros	2010	2009	Variation brute en %
Chiffre d'affaires Branche	**5 891**	**5 613**	5,0%
Chiffre d'affaires contributif Groupe	**1 203**	**1 043**	15,3%
EBITDA (A)	**3 223**	**3 026**	6,5%
Dotations nettes aux amortissements et aux provisions (B)	(1 148)	(1 078)	
Paiements en actions (C)	(3)	(1)	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT = A + B + C	**2 071**	**1 947**	**6,4%**

Le **chiffre d'affaires** total de la Branche Infrastructures, y compris prestations intragroupes, s'élève à 5 891 millions d'euros, en progression de + 5,0% par rapport à 2009.

Le chiffre d'affaires contributif atteint 1 203 millions d'euros, en progression de + 15,3% par rapport à 2009.

Cette croissance contributive traduit :

- le développement des quantités acheminées par GrDF pour le compte de tiers. Ces quantités s'élèvent à 51,9 TWh, en croissance de + 14,2 TWh par rapport à 2009 ;
- le développement des activités de transport, stockage et terminalling pour le compte de tiers, du fait de l'ouverture croissante des marchés ;
- le démarrage des activités commerciales de Fos Cavaou.

La progression du chiffre d'affaires total est soutenue par :

- une hausse des quantités acheminées par GrDF (+ 35,0 TWh) en raison d'un climat plus rigoureux qu'en 2009 ;
- le démarrage des activités commerciales de Fos Cavaou à 20% de ses capacités le 1er avril 2010 et à 100% le 1er novembre 2010 ;
- pour les activités de transport, la révision au 1er avril 2010 du tarif en France (hausse de + 3,9%) compensée par l'entrée en vigueur du tarif régulé en Allemagne au 1er octobre 2009 ;
- la révision du tarif d'accès aux infrastructures de distribution au 1er juillet 2009 (hausse de + 1,5%) et au 1er juillet 2010 (hausse de + 0,8%) ;
- l'application du nouveau tarif d'accès aux terminaux méthaniers au 1er janvier 2010.

L'**EBITDA** de la Branche Infrastructures s'établit sur la période à 3 223 millions d'euros, en progression de + 6,5% par rapport à 2009, bénéficiant de la rigueur climatique et d'effets prix positifs (tarifs d'accès aux réseaux de distribution et aux terminaux méthaniers mais également moindre coût de l'énergie).

Le **résultat opérationnel courant** de la Branche Infrastructures s'établit sur la période à 2 071 millions d'euros, affichant une progression organique de + 6,4% par rapport à 2009, proche de celle enregistrée sur l'EBITDA.

I.2.5 BRANCHE ÉNERGIE SERVICES

En millions d'euros	2010	2009	Variation brute en %
Chiffre d'affaires	**13 486**	**13 621**	– 1,0%
EBITDA (A)	**923**	**921**	0,1%
Dotations nettes aux amortissements et aux provisions (B)	(302)	(268)	
Charges nettes décaissées des concessions/paiements en actions (C)	(23)	(56)	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT = A + B + C	**598**	**598**	**0,1%**

Le **chiffre d'affaires** de la Branche Énergie Services s'établit à 13 486 millions d'euros et est stable en données organiques par rapport à décembre 2009.

En France, le niveau d'activité dans les services (Cofely France) est en légère progression (+ 0,8% en variation organique, soit + 27 millions d'euros), la bonne rigueur climatique, les effets du développement commercial passé et l'amélioration des prix des énergies compensant des volumes de travaux induits moindres sur contrats de service. Les activités d'installation sont en progression et connaissent une croissance organique de + 4,5% (soit + 162 millions d'euros). Cette performance résulte d'une croissance de + 5,7% de l'activité chez Inéo et d'une progression de l'activité du pôle Génie Climatique et Réfrigération (+ 2,1%) et de Endel (+ 4,2%).

En Belgique et aux Pays-Bas, l'activité est en recul organique, respectivement de – 3,2% (soit – 51 millions d'euros) et de – 12,6% (– 146 millions d'euros). En Belgique, les effets de la conjoncture dans les métiers d'installation associés à une plus faible activité dans le secteur de l'énergie expliquent cette tendance. Aux Pays-Bas, les projets gouvernementaux dans le domaine des infrastructures ne permettent pas de compenser la contraction de la demande des clients privés dans l'ensemble des régions.

Tractebel Engineering poursuit un développement dans toutes ses activités. Malgré le manque de projet d'infrastructure, l'évolution de la croissance organique de son chiffre d'affaires atteint + 4,5% (soit + 21 millions d'euros).

Hors France et Benelux, les activités de la Branche sont en croissance organique de + 1,2% en Europe du Nord (soit + 16 millions d'euros), la progression de l'activité en Allemagne et dans les pays de l'Est compensant un recul au Royaume-Uni et en Suisse. Dans les pays du Sud de l'Europe, le niveau d'activité est en recul de – 3,9% (soit – 56 millions d'euros). Cette baisse provient essentiellement de l'Espagne où le nombre de nouveaux projets reste très faible. Enfin, le chiffre d'affaires réalisé à l'International Outre-mer est en croissance organique de + 4,6% (soit + 21 millions d'euros). Cette zone bénéficie d'un effet volume favorable, d'une bonne pluviométrie et de la montée en puissance de la production de la centrale de Prony Énergies.

L'**EBITDA** de la Branche Énergie Services atteint 923 millions d'euros, en croissance organique de + 0,5%. Cette progression démontre la capacité de résistance de la Branche dans un contexte économique qui reste difficile pour ses activités, les progressions de Cofely France, France Installations Services, Tractebel Engineering et International Outre-mer permettant de compenser les difficultés rencontrées aux Pays-Bas.

En France, les activités de services ont bénéficié de la rigueur climatique du début et de fin d'année. Les activités d'Installation poursuivent leur amélioration de performance mais évoluent toujours dans une conjoncture attentiste dans l'industrie et le bâtiment. Le niveau limité de nouveaux projets affecte les volumes d'activité en Génie Climatique et Réfrigération ainsi que les niveaux de marge.

En Belgique, la diversité des activités permet de maintenir un niveau de performance satisfaisant malgré un recul des activités Oil & Gas du fait du report des investissements des clients.

Aux Pays-Bas, les efforts d'optimisation des coûts de structure compensent en partie la baisse des taux de marge et le recul d'activité. La mise en place des mesures d'adaptation se poursuit.

Tractebel Engineering poursuit son développement en maintenant un niveau élevé de performance.

Malgré l'intégration d'Utilicom à compter du 1er avril 2010, International Nord enregistre une diminution de ses résultats, notamment en Suisse.

International Sud fait face à une conjoncture économique particulièrement difficile en Italie et en Espagne. Les mesures d'adaptation prises en 2009 ne compensent pas la baisse de la rentabilité liée à cette conjoncture. La cession de Restiani fin 2009 explique l'essentiel de la contraction du chiffre d'affaires et de l'EBITDA de l'exercice 2010.

L'EBITDA d'International Outre-mer est en légère progression organique. En données brutes, l'agrégat intègre l'acquisition de deux fermes photovoltaïques pour 9,6 MWc en Nouvelle-Calédonie.

Dans la continuité de l'évolution de l'EBITDA, le **résultat opérationnel courant** de la Branche Énergie Services est stable à 598 millions d'euros. La variation organique est de + 0,4%.

I.2.6 SUEZ ENVIRONNEMENT

En millions d'euros	2010	2009	Variation brute en %
Chiffre d'affaires	**13 863**	**12 283**	12,9%
EBITDA (A)	**2 339**	**2 060**	13,6%
Dotations nettes aux amortissements et aux provisions (B)	(1 027)	(851)	
Charges nettes décaissées des concessions/paiements en actions (C)	(288)	(283)	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT = A + B + C	**1 025**	**926**	**10,7%**

Le **chiffre d'affaires** de l'année 2010 s'élève à 13 863 millions d'euros en hausse de + 12,9% par rapport à 2009 et en croissance organique de + 8,7%, principalement alimentée par les segments International (+ 17,7%) et Propreté Europe (+ 8,5%) qui bénéficient respectivement de la contribution du contrat de Melbourne, d'effets prix/volumes positifs à l'International et d'un niveau élevé des prix des matières premières secondaires dans l'activité tri-recyclage des déchets. L'activité d'Eau Europe (+ 0,8%) bénéficie chez Agbar d'une bonne évolution des volumes (Chine, Chili) et des prix (Espagne, UK) ; en France, le repli des facturations d'eau est principalement la conséquence de l'arrêt du contrat de Paris au 1er janvier et est compensé en chiffre d'affaires par des revalorisations tarifaires contractuelles et par une activité travaux en progression.

L'**EBITDA** s'élève à 2 339 millions d'euros en croissance organique de + 1,7%, soutenu par l'International (+ 9,6%) qui bénéficie d'effets prix/volumes favorables et par la Propreté Europe (4,1%) où la forte appréciation des prix des matières premières secondaires compense l'effet de moindres volumes mis en décharge. L'EBITDA est cependant affecté par un repli d'Eau Europe (– 3,0%) traduisant l'arrêt du contrat de Paris, des volumes moins bien orientés qu'en 2009 et des coûts de lancement d'activités nouvelles. Sur l'ensemble de l'année, le programme COMPASS aura dégagé 120 millions d'euros d'économies complémentaires. La croissance brute de l'EBITDA enregistre des effets de change favorables et de périmètre positifs, essentiellement lié à l'intégration globale d'Agbar à compter du 8 juin. Elle s'élève à 13,6% par rapport à 2009.

Le **résultat opérationnel courant** (croissance totale de + 10,7% rapport à 2009) est soutenu par les mêmes fondamentaux opérationnels que l'EBITDA qui permettent de compenser la progression des amortissements afférents aux acquisitions et développements récents.

La performance opérationnelle 2010 est détaillée dans le rapport d'activité de SUEZ Environnement.

I.2.7 AUTRES

En millions d'euros	2010	2009	Variation brute en %
EBITDA (A)	**(332)**	**(253)**	– 31,1%
Dotations nettes aux amortissements et aux provisions (B)	(49)	(28)	
Paiements en actions (C)	(61)	(114)	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT = A + B + C	**(443)**	**(395)**	**– 12,2%**

La contraction de l'**EBITDA** de la Branche Autres au 31 décembre 2010 (– 79 millions d'euros) résulte essentiellement des éléments non récurrents qui avaient bénéficié à l'exercice 2009.

Le **résultat opérationnel courant** affiche une moindre baisse (– 48 millions d'euros) en raison de l'effet positif enregistré en 2010 sur certains plans d'actions gratuites, conformément aux dispositions de la norme IFRS 2.

I.3 AUTRES ÉLÉMENTS DU COMPTE DE RÉSULTAT

En millions d'euros	2010	2009	Variation brute en %
Résultat opérationnel courant	**8 795**	**8 347**	5,4%
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(106)	(323)	
Pertes de valeur sur actifs corporels, incorporels et financiers	(1 468)	(472)	
Restructurations	(206)	(179)	
Effets de périmètre	1 185	367	
Autres éléments non récurrents	1 297	434	
Résultat des activités opérationnelles	**9 497**	**8 174**	16,2%
Résultat financier	(2 222)	(1 628)	
Impôts sur les bénéfices	(1 913)	(1 719)	
Quote-part de résultat des entreprises associées	264	403	
RÉSULTAT NET	**5 626**	**5 230**	**7,6%**
dont Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle	1 010	753	
DONT RÉSULTAT NET PART DU GROUPE	**4 616**	**4 477**	**3,1%**

Le résultat des activités opérationnelles (RAO) s'établit à 9 497 millions d'euros, en hausse (+ 16,2%) par rapport à l'exercice précédent, en raison notamment des «Effets de périmètre» et des «Autres éléments non récurrents» qui font plus que compenser les «Pertes de valeur sur actifs corporels, incorporels et financiers» enregistrées sur l'année.

La variation de juste valeur des instruments financiers sur matières premières a un impact négatif de 106 millions d'euros sur le résultat des activités opérationnelles (correspondant à l'impact des opérations non qualifiées de couverture comptable), contre un impact négatif de 323 millions d'euros au 31 décembre 2009. L'impact de la période résulte principalement du débouclement de positions dont la valeur de marché était positive à fin 2009. Cet effet négatif est partiellement compensé par l'effet positif de la baisse de l'euro par rapport au dollar américain et à la livre sterling sur les couvertures de risque de change des contrats d'achats de gaz et de charbon en devises, ainsi que par l'effet prix globalement positif résultant des variations des prix des matières premières sous-jacentes.

Le RAO est par ailleurs également impacté par :

- des pertes de valeur sur actifs pour 1 468 millions d'euros, portant principalement sur les contrats d'approvisionnement long-terme en gaz de la Branche Global Gaz & GNL en raison notamment de la persistance du phénomène de décorrélation des prix du gaz et du pétrole (548 millions d'euros), le goodwill relatif à une société de distribution de gaz en Turquie (134 millions d'euros), certains actifs en Espagne au sein de la Division Énergie Europe pour 157 millions d'euros, ainsi que les activités de transport de gaz en Allemagne de la Branche Infrastructures (175 millions d'euros) ;
- des charges de restructuration de 206 millions d'euros, qui correspondent principalement à des coûts d'adaptation au contexte économique de SUEZ Environnement (83 millions d'euros) et dans la Branche Énergie Services (86 millions d'euros). Ce poste comprend également les coûts relatifs aux regroupements de sites à Bruxelles (16 millions d'euros) ;
- la ligne «Effets de périmètre» (résultats de cession de titres consolidés ou de réévaluation résultant de l'application de la norme IFRS 3R) s'élève à 1 185 millions d'euros (contre 367 millions d'euros au 31 décembre 2009) et intègre pour l'essentiel les plus-values de cession sur Fluxys (422 millions d'euros) et Elia (238 millions d'euros). Ce poste comprend également l'impact résultant des prises de contrôle des activités électriques du Groupe au Chili (167 millions d'euros) et de Hisusa/Agbar (167 millions d'euros), ainsi que du décroisement des participations communes de SUEZ Environnement et Veolia dans l'eau en France (201 millions d'euros) ;
- le poste «Autres éléments non récurrents» s'élève à 1 297 millions d'euros au 31 décembre 2010 (434 millions d'euros au 31 décembre 2009). Il comprend essentiellement une reprise de 1 141 millions d'euros des provisions pour démantèlement des infrastructures gaz en France (Transport et Distribution). Ces provisions couvrent les obligations de mise en sécurité des réseaux de distribution et de transport à la fin de leur exploitation, laquelle est estimée sur la base des réserves mondiales de gaz connues. Compte tenu des études récentes sur les réserves de gaz, le Groupe a été conduit, en 2010, à revoir l'échéance de ses obligations juridiques. En effet, sur la base de la publication de l'Agence Internationale de l'Énergie qui repousse l'estimation de la fin des réserves prouvées et probables de gaz compte tenu notamment des niveaux actuels de production à un horizon de 250 ans, l'actualisation de ces provisions sur un horizon aussi lointain conduit à une valeur actuelle quasi nulle. Ces provisions pour démantèlement avaient été constituées

en 2008, dans le cadre du regroupement d'entreprises entre SUEZ et Gaz de France, sans contrepartie à l'actif compte tenu de leurs caractéristiques. En conséquence, la provision pour démantèlement de ces infrastructures gaz en France a été reprise pour sa quasi totalité en résultat.

Le résultat financier au 31 décembre 2010 s'établit à – 2 222 millions d'euros, contre – 1 628 millions d'euros au 31 décembre 2009, et résulte principalement :

- de la hausse des charges d'intérêts sur la dette nette, qui s'explique principalement par l'effet volume résultant de l'augmentation de l'endettement net moyen ;
- des variations de valeur négatives des instruments dérivés (non éligibles à la comptabilité de couverture) adossés à la dette brute, dans le contexte de baisse des taux d'intérêt.

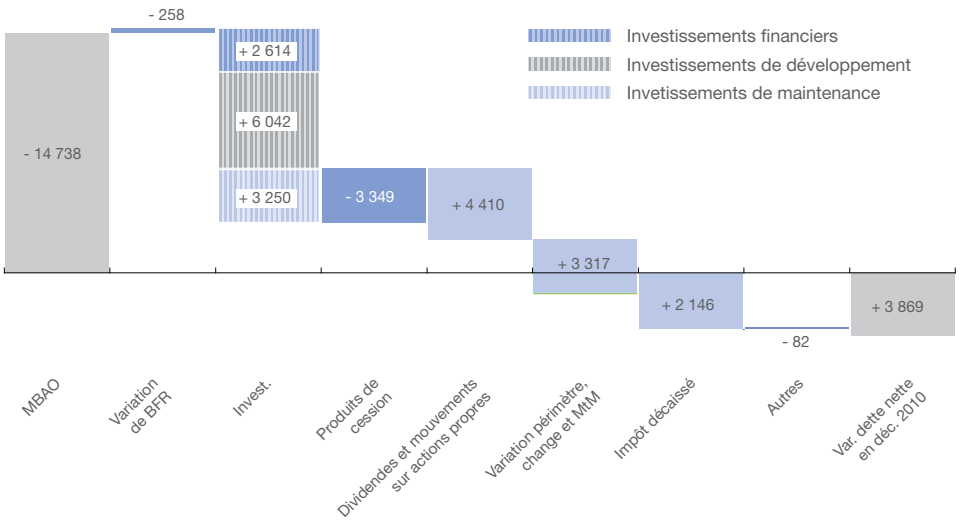
Le taux effectif d'**imposition**, corrigé des résultats de cession, s'établit à 33,1% en 2010 contre 29,9% en 2009. Cette hausse résulte principalement de l'incidence de la filialisation des activités d'ingénierie de la Branche Énergie Services, qui avait entraîné sur l'exercice 2009 la comptabilisation d'un actif d'impôt différé de 118 millions d'euros sans équivalent en 2010.

La **quote-part de résultat des entreprises associées** est en baisse de 139 millions d'euros par rapport au 31 décembre 2009. Cette évolution s'explique principalement par la baisse de la contribution de diverses entités suite à leur cession en cours d'exercice (Fluxys et Elia principalement).

Le résultat net des participations ne donnant pas le contrôle s'établit à 1 010 millions d'euros, en hausse de 257 millions d'euros en raison de l'augmentation de la contribution de SUEZ Environnement (+ 121 millions d'euros) et de la Division GDF SUEZ Énergie Amérique Latine.

I.4 ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT NET

La dette nette s'établit à 33,8 milliards d'euros, en augmentation de 3,8 milliards d'euros par rapport à sa position à fin décembre 2009 (30 milliards d'euros). Cette évolution s'explique notamment par l'effet des variations de périmètre (augmentation de 1,9 milliard d'euros, dont 1,2 milliard d'euros résultant de l'intégration globale d'Agbar) et l'incidence des variations de change (1,1 milliard d'euros) :



I.4.1 MARGE BRUTE D'AUTOFINANCEMENT OPÉRATIONNELLE

La marge brute d'autofinancement opérationnelle (MBAO) s'élève à 14 738 millions d'euros au 31 décembre 2010, en progression brute de 13,2% par rapport au 31 décembre 2009. L'évolution de la MBAO est supérieure à celle de l'EBITDA, en raison de décaissements non récurrents en 2009 (amendes Megal et CNR).

I.4.2 VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT

Le besoin en fonds de roulement (BFR) augmente de + 258 millions d'euros. Cette évolution résulte principalement d'une augmentation du BFR d'exploitation (+ 843 millions d'euros) en lien notamment avec la rigueur climatique de la fin d'année et son impact sur les postes de créances clients. Cette hausse du BFR d'exploitation est partiellement compensée par une baisse du BFR lié aux appels de marge (- 451 millions d'euros) et instruments dérivés (- 189 millions d'euros).

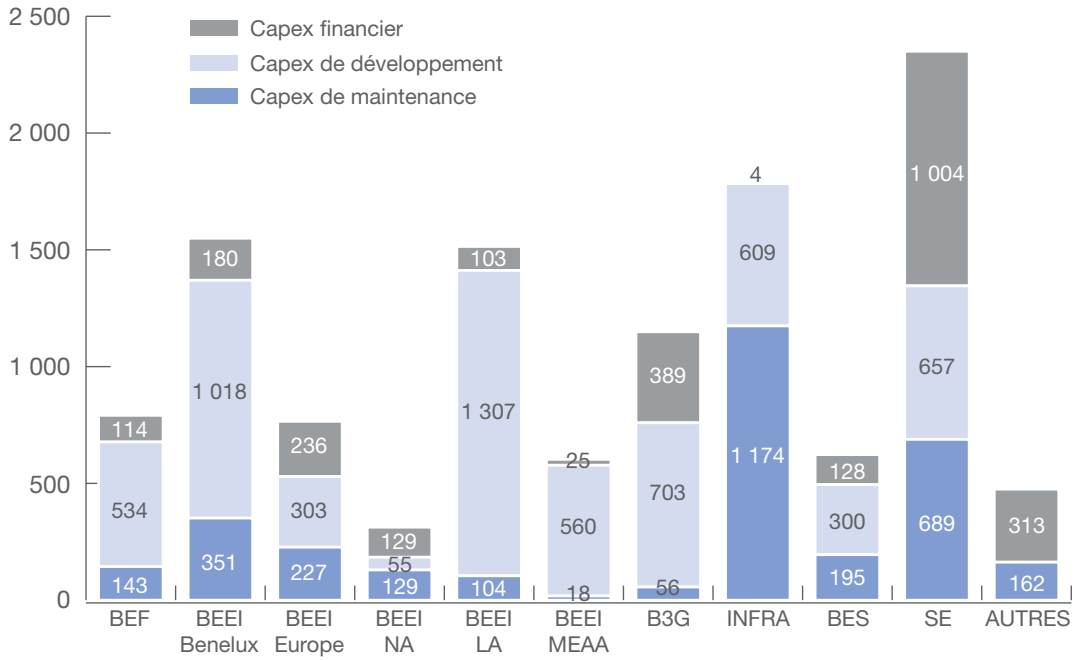
I.4.3 INVESTISSEMENTS NETS DES CESSIONS

Les investissements de l'année 2010 s'élèvent à 11 906 millions d'euros et comprennent :

- des investissements financiers pour 2 614 millions d'euros, dont 666 millions d'euros pour l'acquisition des titres d'Agbar par SUEZ Environnement, 302 millions d'euros pour l'exercice de l'option sur titres Gaselys, 238 millions d'euros pour l'acquisition de titres Nordstream et 184 millions d'euros pour l'acquisition des titres Astoria ;
- des investissements de développement de 6 042 millions d'euros, les principaux ayant été réalisés sur les projets de Jirau (612 millions d'euros), Wilhelmshaven (432 millions d'euros) et Gheco One (389 millions d'euros) ;
- des investissements de maintenance de 3 250 millions d'euros.

Les cessions représentent au 31 décembre 2010 un montant de 3 349 millions d'euros et concernent principalement la cession des titres Fluxys et Fluxys LNG (661 millions d'euros), Adeslas (pôle santé d'Agbar pour 687 millions d'euros), Elia (312 millions d'euros), mais également la cession de VNG en Allemagne, ainsi que les restructurations liées à la prise de contrôle des activités électriques du Groupe au Chili et au décroisement des participations de SUEZ Environnement et Veolia dans l'eau en France.

Les investissements corporels, incorporels et financiers se détaillent comme suit par Branche :



I.4.4 RACHAT D'ACTIONS ET DIVIDENDES

Le total des dividendes versés en numéraire par GDF SUEZ SA à ses actionnaires s'élève à 3 330 millions d'euros. Ce montant correspond :

- au solde du dividende unitaire de 1,47 euro, net de l'acompte de 0,8 euro par action versé le 18 décembre 2009 ; et
- à l'acompte de 0,83 euro par action sur le dividende au titre de 2010 qui a été versé le 15 novembre 2010.

Les dividendes versés par diverses filiales à leurs actionnaires minoritaires s'élèvent à 588 millions d'euros.

Le Groupe a par ailleurs procédé à des rachats d'actions propres pour 491 millions d'euros sur la période tandis qu'il a augmenté son capital d'un montant de 497 millions d'euros essentiellement par le biais d'une souscription réservée à ses salariés.

I.4.5 ENDETTEMENT AU 31 DÉCEMBRE 2010

L'endettement net à fin décembre 2010 s'élève à 33 835 millions d'euros, contre 29 967 millions d'euros à fin décembre 2009. Le ratio endettement net/capitaux propres s'élève à 47,8%, en hausse par rapport à la situation à fin 2009 (ratio de 45,7% à cette date).

La dette nette est libellée (après prise en compte des instruments financiers) à 45% en euros, 26% en dollars américains et 6% en reals brésiliens.

La dette nette est libellée à 78% à taux fixe, après prise en compte des instruments financiers.

La maturité moyenne de la dette nette est de 9 ans, en hausse en raison des émissions d'emprunts obligataires réalisées sur la période.

Au 31 décembre 2010, le Groupe dispose de facilités de crédit autorisées et non tirées, et de lignes de back up de ses billets de trésorerie, pour un montant de 14 588 millions d'euros.

I.5 AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DE SITUATION FINANCIÈRE

Les immobilisations (corporelles et incorporelles) s'établissent à 91,5 milliards d'euros contre 81,1 milliards d'euros au 31 décembre 2009, soit une augmentation de + 10,4 milliards d'euros qui résulte pour l'essentiel des investissements nets de l'année (+ 9,2 milliards d'euros) et des variations de périmètre (+ 5,3 milliards d'euros) ainsi que des dotations aux amortissements et pertes de valeur (– 7,1 milliards d'euros) et des écarts de conversion et autres (+ 3,0 milliards d'euros).

Les **goodwills** diminuent de – 0,4 milliard d'euros à 27,6 milliards d'euros, essentiellement du fait de la finalisation de la comptabilisation du regroupement d'entreprises relatif aux activités acquises en Allemagne auprès d'E.ON en 2009 ainsi que des opérations réalisées par SUEZ Environnement.

Les **participations dans les entreprises associées** s'élèvent à 2,0 milliards d'euros, en recul de 0,2 milliard d'euros en raison des cessions de Fluxys et d'Elia.

Les capitaux propres totaux s'établissent à 70,7 milliards d'euros, en hausse de + 5,2 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2009 (65,5 milliards d'euros), le résultat de la période (5,6 milliards d'euros) et l'effet des autres éléments du résultat global comptabilisés directement en capitaux propres (0,9 milliard d'euros), ainsi que les impacts des opérations de variations de périmètre de la période (1,7 milliard d'euros), l'augmentation de capital de GDF SUEZ (0,6 milliard d'euros) et l'émission de titres super-subordonnés par SUEZ Environnement Company (0,7 milliard d'euros) étant partiellement compensés par le versement des dividendes (– 3,9 milliards d'euros) et les mouvements sur actions propres (– 0,5 milliard d'euros).

Les provisions pour risques sont en hausse de 0,4 milliard d'euros à 14,5 milliards d'euros, résultant principalement de la réduction de la provision pour démantèlement des infrastructures de transport et de distribution de gaz en France (- 1,2 milliard d'euros) compensée par des charges de désactualisation (0,6 milliard d'euros), des écarts actuariels sur les provisions pour retraites et autres engagements (0,5 milliard d'euros), une augmentation des provisions pour démantèlement des centrales nucléaires belges (0,3 milliard d'euros) et d'effets de périmètre (0,2 milliard d'euros) et de change (0,1 milliard d'euros).

Les rubriques de l'état de situation financière relatives aux **instruments financiers dérivés** (courants et non courants) sont en baisse tant à l'actif de l'état de situation financière (– 1,1 milliard d'euros) qu'au passif (– 1,1 milliard d'euros). Cette baisse s'explique principalement par des effets de prix, ainsi que par le reversement d'opérations sur la période.

I.6 COMPTES SOCIAUX

Les chiffres mentionnés ci-après sont relatifs aux comptes sociaux de GDF SUEZ SA, établis en référentiel comptable français conformément aux dispositions réglementaires.

En 2010, le chiffre d'affaires de GDF SUEZ SA ressort à 25 373 millions d'euros en légère augmentation de 1,9% par rapport à 2009, notamment sous l'effet d'un climat favorable.

Le résultat d'exploitation de l'exercice s'établit à – 97 millions d'euros contre 323 millions d'euros en 2009. Cette diminution provient notamment de la progression des charges d'accès aux infrastructures et de celle des amortissements et provisions d'exploitation.

Le résultat financier est positif à 1 491 millions d'euros contre 1 554 millions d'euros sur l'exercice 2009. Il intègre principalement les dividendes reçus des filiales pour 2 075 millions d'euros et le coût de la dette pour 717 millions d'euros. L'endettement net ressort à 16 373 millions d'euros au 31 décembre 2010.

Le résultat exceptionnel négatif à 893 millions d'euros comprend des dépréciations de titres de participation et d'actifs incorporels.

L'intégration fiscale conduit à dégager un produit net de 356 millions d'euros (200 millions d'euros en 2009) au niveau de la rubrique «Impôt sur les sociétés».

Le résultat net ressort à 857 millions d'euros.

Les capitaux propres s'élèvent à 47 700 millions d'euros contre 51 018 millions d'euros à fin 2009, sous l'effet de la distribution de dividendes et de l'annulation des titres auto détenus partiellement compensé par l'augmentation de capital réservée aux salariés et par le résultat net de la période.

Information relative aux délais de paiement

La loi de modernisation de l'économie n° 2008–776 du 4 août 2008, dite loi «LME», et son décret d'application n° 2008–1492 du 30 décembre 2008, prévoient que les sociétés, dont les comptes annuels sont certifiés par un commissaire aux comptes, doivent publier des informations sur les délais de paiement de leurs fournisseurs. Celles-ci ont pour objet de s'assurer de l'absence de manquements significatifs au respect des délais de règlement des fournisseurs.

La décomposition du solde des dettes de GDF SUEZ SA à l'égard des fournisseurs par date d'échéance sur les deux derniers exercices est la suivante :

	31 déc. 2010			31 déc. 2009		
En millions d'euros	Hors Groupe	Groupe	Total	Hors Groupe	Groupe	Total
Échues	1	1	2	-	8	**8**
À 30 jours	414	136	549	436	54	**490**
À 45 jours	4	3	7	8	3	**11**
À + 45 jours	15	2	18	7	1	**8**
TOTAL	**434**	**142**	**576**	**451**	**66**	**517**

Le montant des dettes fournisseurs échues de GDF SUEZ SA est globalement marginal.

I.7 PERSPECTIVES 2011

Des objectifs[1] financiers à moyen terme[2] clairs :

- Ebitda 2011 compris entre 17 et 17,5 milliards d'euros et de plus de 20 milliards d'euros en 2013 ;
- Bénéfice net par action et dividende ordinaire stables ou en croissance en 2011 et à moyen terme ;
- Ratio dette nette/Ebitda inférieur ou égal à 2,5x et maintien d'une notation de catégorie « A » en 2011 et à moyen terme ;
- Optimisation de portefeuille à hauteur de 10 milliards d'euros sur la période 2011-2013.

Une stratégie industrielle ambitieuse :

- Un développement industriel accéléré dans les pays en forte croissance, conforté par le rapprochement avec International Power, et soutenu par des positions clés sur les marchés matures européens :
  - Un programme d'investissements bruts de 11 milliards d'euros par an ;
  - Une capacité de production électrique de 150 GW en 2016, dont 90 GW hors Europe.
- Un développement responsable avec des objectifs concrets d'ici 2015 :
  - Une augmentation de 50 % du parc de production renouvelable[3] ;
  - L'embauche de 100 000 personnes, dont environ 50 % en France.
- Une représentativité accrue des femmes : 1 cadre dirigeant nommé sur 3 sera dès à présent une femme.

1 Avec une consolidation d'International Power à compter du 3 février 2011. Sur la base d'un climat moyen et sans changement majeur de la réglementation et de l'environnement économique. Les hypothèses sous-jacentes 2011 et 2013 sont respectivement: Brent moyen 92 $/baril et 100 $/baril ; prix moyen de l'électricité baseload en Belgique de 50 €/MWh et 53 €/MWh; prix moyen du gaz à Zeebrugge de 23 €/MWh pour les deux horizons.

2 Moyen terme = 3 ans (2011-2013).

3 Vs 2009.

II

ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

	PAGE
État de situation financière	20
Compte de résultat	22
État du résultat global	23
État des variations des capitaux propres	24
État des flux de trésorerie	26

ÉTAT DE SITUATION FINANCIÈRE

Actif

En millions d'euros	Note	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Actifs non courants			
Immobilisations incorporelles nettes	*10*	12 780	11 420
Goodwill	*9*	27 567	27 989
Immobilisations corporelles nettes	*11*	78 703	69 665
Titres disponibles à la vente	*14*	3 252	3 563
Prêts et créances au coût amorti	*14*	2 794	2 426
Instruments financiers dérivés	*14*	2 532	1 927
Participations dans les entreprises associées	*12*	1 980	2 176
Autres actifs		1 440	1 696
Impôts différés actif	*7*	1 669	1 419
TOTAL ACTIFS NON COURANTS		**132 717**	**122 280**
Actifs courants			
Prêts et créances au coût amorti	*14*	1 032	947
Instruments financiers dérivés	*14*	5 739	7 405
Clients et autres débiteurs	*14*	21 334	19 748
Stocks		3 870	3 947
Autres actifs		6 957	5 094
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	*14*	1 713	1 680
Trésorerie et équivalents de trésorerie	*14*	11 296	10 324
TOTAL ACTIFS COURANTS		**51 940**	**49 145**
TOTAL ACTIF		**184 657**	**171 425**

Passif

En millions d'euros	Note	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Capitaux propres part du Groupe		62 205	60 285
Participations ne donnant pas le contrôle		8 513	5 241
TOTAL CAPITAUX PROPRES	*16*	**70 717**	**65 527**
Passifs non courants			
Provisions	*17*	12 989	12 790
Dettes financières	*14*	38 179	32 155
Instruments financiers dérivés	*14*	2 104	1 792
Autres passifs financiers	*14*	780	911
Autres passifs		2 342	2 489
Impôts différés passif	*7*	12 437	11 856
TOTAL PASSIFS NON COURANTS		**68 830**	**61 993**
Passifs courants			
Provisions	*17*	1 480	1 263
Dettes financières	*14*	9 059	10 117
Instruments financiers dérivés	*14*	5 738	7 170
Fournisseurs et autres créanciers	*14*	14 835	12 887
Autres passifs		13 997	12 469
TOTAL PASSIFS COURANTS		**45 109**	**43 905**
TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		184 657	171 425

NB : les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux ou variations.
Les avances et acomptes reçus ainsi que certains autres comptes qui étaient auparavant présentés dans la ligne «Fournisseurs et autres créanciers» sont désormais classés en «Autres passifs». Les données comparatives 2009 ont été retraitées afin d'appliquer cette nouvelle présentation.

COMPTE DE RÉSULTAT

En millions d'euros	Note	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Chiffre d'affaires		84 478	79 908
Achats		(44 672)	(41 406)
Charges de personnel		(11 755)	(11 365)
Amortissements, dépréciations et provisions		(5 899)	(5 183)
Autres produits et charges opérationnels		(13 356)	(13 607)
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	*4*	**8 795**	**8 347**
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel		(106)	(323)
Pertes de valeur sur actifs corporels, incorporels et financiers		(1 468)	(472)
Restructurations		(206)	(179)
Effets de périmètre		1 185	367
Autres éléments non récurrents		1 297	434
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	*5*	**9 497**	**8 174**
Charges financières		(2 810)	(2 638)
Produits financiers		589	1 010
RÉSULTAT FINANCIER	*6*	**(2 222)**	**(1 628)**
Impôt sur les bénéfices	*7*	(1 913)	(1 719)
Quote-part de résultat des entreprises associées	*12*	264	403
RÉSULTAT NET		**5 626**	**5 230**
Résultat net part du Groupe		**4 616**	**4 477**
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle		1 010	753
Résultat net part du Groupe par action *(euros)*	*8*	**2,11**	**2,05**
Résultat net part du Groupe par action dilué *(euros)*	*8*	2,10	2,03

ÉTAT DU RÉSULTAT GLOBAL

En millions d'euros	Note	31 déc. 2010	31 déc. 2010 QP Groupe	31 déc. 2010 QP NCI	31 déc. 2009	31 déc. 2009 QP Groupe	31 déc. 2009 QP NCI
RÉSULTAT NET		**5 626**	**4 616**	**1 010**	**5 230**	**4 477**	**753**
Actifs financiers disponibles à la vente	*14*	(126)	(119)	(7)	(23)	6	(30)
Couverture d'investissement net		(106)	(63)	(43)	48	44	5
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)	*15*	(16)	11	(27)	108	58	50
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)	*15*	457	445	12	925	899	26
Pertes et gains actuariels		(500)	(479)	(21)	168	151	17
Écarts de conversion		1 147	877	270	497	358	139
Impôts différés	*7*	21	4	16	(377)	(364)	(13)
Quote-part du résultat global des sociétés associées		32	35	(3)	69	75	(6)
Autres éléments du résultat global		**909**	**710**	**198**	**1 416**	**1 228**	**188**
RÉSULTAT GLOBAL		**6 535**	**5 326**	**1 208**	**6 646**	**5 705**	**941**
Résultat Global part du Groupe		5 326			5 705		
Résultat Global des participations ne donnant pas le contrôle		1 208			941		

ÉTAT DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

En millions d'euros	Nombre d'actions	Capital	Primes	Réserves consolidées*	Variations de juste valeur et autres	Écarts de conversion	Actions propres	Capitaux propres part du groupe	Participations ne donnant pas le contrôle	Total
Capitaux propres au 31 décembre 2008	**2 193 643 820**	**2 194**	**29 258**	**28 883**	**(172)**	**(673)**	**(1 741)**	**57 748**	**5 071**	**62 818**
Résultat net				4 477				4 477	753	5 230
Autres éléments du résultat global				114	756	358		1 228	188	1 416
Résultat global				**4 591**	**756**	**358**	**0**	**5 705**	**941**	**6 646**
Souscriptions d'actions réservées aux salariés et rémunération sur base d'actions	1 934 429	2	30	206				239		239
Dividendes distribués en actions	65 398 018	65	1 311	(1 377)				(0)		(0)
Dividendes distribués en numéraire				(3 401)				(3 401)	(627)	(4 028)
Achat/vente de titres d'autocontrôle				(97)			97	(0)		(0)
Autres variations			(10)	5	40	(40)		(5)	(143)	(149)
Capitaux propres au 31 décembre 2009	**2 260 976 267**	**2 261**	**30 590**	**28 810**	**623**	**(355)**	**(1 644)**	**60 285**	**5 241**	**65 527**

* *Conformément aux normes IFRS, les pertes et gains actuariels sont présentés dans la rubrique «Réserves consolidées».*

L'état des variations des capitaux propres au 31 décembre 2009 a été modifié afin de présenter des données comparables.

En millions d'euros	Nombre d'actions	Capital	Primes	Réserves consolidées*	Variations de juste valeur et autres	Écarts de conversion	Actions propres	Capitaux propres part du groupe	Participations ne donnant pas le contrôle	Total
Capitaux propres au 31 décembre 2009	**2 260 976 267**	**2 261**	**30 590**	**28 810**	**623**	**(355)**	**(1 644)**	**60 285**	**5 241**	**65 527**
Résultat net				4 616				4 616	1 010	5 626
Autres éléments du résultat global				(344)	177	877		710	198	909
Résultat global				**4 272**	**177**	**877**		**5 326**	**1 208**	**6 535**
Souscriptions d'actions réservées aux salariés et rémunération sur base d'actions	26 217 490	26	471	120				617		617
Dividendes distribués en numéraire				(3 330)				(3 330)	(581)	(3 911)
Achat/vente de titres d'autocontrôle				(55)			(436)	(491)		(491)
Transactions entre actionnaires				(190)				(190)	(21)	(211)
Regroupement d'entreprises									1 658	1 658
Émission de titres super-subordonnés									745	745
Annulation d'actions	(36 898 000)	(37)	(1 378)				1 415			
Autres variations				(12)				(12)	261	249
Capitaux propres au 31 décembre 2010	**2 250 295 757**	**2 250**	**29 682**	**29 614**	**800**	**522**	**(665)**	**62 205**	**8 513**	**70 717**

* *Conformément aux normes IFRS, les pertes et gains actuariels sont présentés dans la rubrique «Réserves consolidées».*

L'état des variations des capitaux propres au 31 décembre 2009 a été modifié afin de présenter des données comparables.

ÉTAT DES FLUX DE TRÉSORERIE

En millions d'euros	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Résultat net	**5 626**	**5 230**
- Quote-part de résultat consolidé d'entreprises associées	(264)	(403)
+ Dividendes reçus d'entreprises associées	273	376
- Dotations nettes aux provisions, amortissements & dépréciations	7 331	4 726
- Effets de périmètre, autres éléments non récurrents	(2 592)	(801)
- MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	106	323
- Autres éléments sans effet de trésorerie	121	217
- Charge d'impôt	1 913	1 719
- Résultat financier	2 222	1 628
MBA avant résultat financier et impôt	**14 736**	**13 016**
+ Impôt décaissé	(2 146)	(1 377)
Variation du Besoin en Fonds de Roulement	**(258)**	**1 988**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	**12 332**	**13 628**
Investissements corporels et incorporels	(9 292)	(9 646)
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis (a)	(737)	(475)
Acquisitions de participations dans les entreprises associées et co-entreprises (a)	(139)	(286)
Acquisitions de titres disponibles à la vente	(510)	(902)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	405	336
Perte de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis (a)	412	55
Cessions de participations dans les entreprises associées et co-entreprises (a)	1 239	1 295
Cessions de titres disponibles à la vente	847	685
Intérêts reçus d'actifs financiers non courants	39	80
Dividendes reçus sur actifs financiers non courants	128	235
Variation des prêts et créances émis par l'entreprise et autres	(176)	447
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT	**(7 783)**	**(8 177)**
Dividendes payés	(3 918)	(4 028)
Remboursement de dettes financières	(7 424)	(12 897)
Variation des actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	16	(993)
Intérêts financiers versés	(1 565)	(1 293)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie	141	149
Augmentation des dettes financières	8 709	14 887
Augmentation/diminution de capital	563	84
Achat/vente de titres d'autocontrôle	(491)	0
Émission de titres super-subordonnés par SUEZ Environnement	742	0
Changements de parts d'intérêts dans des entités contrôlées (a)	(455)	(191)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT	**(3 683)**	**(4 282)**
Effet des variations de change et divers	106	107
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE	**972**	**1 274**
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE	**10 324**	**9 049**
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	**11 296**	**10 324**

(a) En application d'IAS 27 révisée, les flux de trésorerie liés aux changements de part d'intérêts dans les entités contrôlées doivent désormais être présentés dans la rubrique «flux issus des activités de financement» du tableau de flux de trésorerie.
Dans ce contexte, le Groupe a revu la présentation des acquisitions et cessions de titres consolidés dans le tableau des flux de trésorerie.
Jusqu'au 31 décembre 2009, les lignes «acquisitions d'entités nettes de trésorerie et équivalents de trésorerie acquis» et «cessions d'entités nettes de trésorerie et équivalents de trésorerie cédés» comprenaient les effets trésorerie liés aux acquisitions/cessions d'entités contrôlées exclusivement ou conjointement, aux acquisitions/cessions d'entreprises associées ainsi qu'aux changements de part d'intérêts dans les entités contrôlées exclusivement ou conjointement.
À compter du 1er janvier 2010, les changements de part d'intérêts dans des entités contrôlées sont présentés sur la ligne «changements de parts dans les entités contrôlées» de la rubrique «flux issus des activités de financement». Les acquisitions et cessions d'entreprises associées et des co-entreprises sont présentées distinctement des flux de trésorerie liés à l'acquisition/cessions d'entités contrôlées. Les flux de trésorerie liés aux prises et aux pertes de contrôle sur des filiales sont présentés respectivement sur les lignes «prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis» et «perte de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie cédés».
L'information comparative de l'exercice 2009 a été retraitée afin de présenter les flux de trésorerie concernés selon cette nouvelle présentation.

NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

		PAGE
NOTE 1	Résumé des méthodes comptables	28
NOTE 2	Principales variations de périmètre	43
NOTE 3	Information sectorielle	48
NOTE 4	Éléments du Résultat Opérationnel Courant	55
NOTE 5	Résultat des Activités Opérationnelles	56
NOTE 6	Résultat financier	59
NOTE 7	Impôts	60
NOTE 8	Résultat par action	65
NOTE 9	Goodwills	66
NOTE 10	Immobilisations incorporelles	70
NOTE 11	Immobilisations corporelles	72
NOTE 12	Participations dans les entreprises associées	74
NOTE 13	Participations dans les co-entreprises	76
NOTE 14	Instruments financiers	77
NOTE 15	Risques liés aux instruments financiers	87
NOTE 16	Éléments sur capitaux propres	99
NOTE 17	Provisions	102
NOTE 18	Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme	106
NOTE 19	Activité Exploration - Production	116
NOTE 20	Contrats de location - financement	118
NOTE 21	Contrats de location simple	119
NOTE 22	Contrats de concession	121
NOTE 23	Paiements fondés sur des actions	122
NOTE 24	Transactions avec des parties liées	128
NOTE 25	Rémunération des dirigeants	130
NOTE 26	Litiges et concurrence	130
NOTE 27	Événements postérieurs à la clôture	136
NOTE 28	Liste des principales sociétés consolidées au 31 décembre 2010	138
NOTE 29	Honoraires des commissaires aux comptes et membres de leurs réseaux	145

AU 31 DÉCEMBRE 2010

GDF SUEZ SA, société mère du Groupe, est une Société Anonyme à Conseil d'Administration soumise aux dispositions du livre II du Code du commerce, ainsi qu'à toutes les autres dispositions légales applicables aux sociétés commerciales françaises. Elle a été constituée le 20 novembre 2004 pour une durée de 99 ans.

Elle est régie par les dispositions légales et réglementaires, en vigueur et à venir, applicables aux sociétés anonymes et par ses statuts.

Le siège du Groupe est domicilié au 1 place Samuel de Champlain - 92400 Courbevoie.

Les titres de GDF SUEZ sont cotés sur les Bourses de Paris, Bruxelles et Luxembourg.

Le Groupe est un des premiers énergéticiens au niveau mondial, présent sur l'ensemble de la chaîne de l'énergie, en électricité et en gaz naturel, de l'amont à l'aval. En inscrivant la croissance responsable au cœur de ses métiers (énergie, services à l'énergie et environnement), il se donne pour mission de relever les grands défis : répondre aux besoins en énergie, assurer la sécurité d'approvisionnement, lutter contre les changements climatiques et optimiser l'utilisation des ressources.

En date du 2 mars 2011, le Conseil d'Administration du Groupe a arrêté et autorisé la publication des états financiers consolidés du Groupe au 31 décembre 2010.

NOTE 1 RÉSUMÉ DES MÉTHODES COMPTABLES

1.1 Référentiel

En application du règlement (CE) n° 809/2004 de la Commission européenne du 29 avril 2004 sur le prospectus, les informations financières concernant le patrimoine, la situation financière et les résultats de GDF SUEZ sont fournies pour les deux derniers exercices 2009 et 2010 et sont établies conformément au règlement (CE) n° 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur l'application des normes comptables internationales IFRS. Au 31 décembre 2010, les états financiers consolidés annuels du Groupe sont conformes aux IFRS publiées par l'IASB et aux IFRS adoptées par l'Union européenne [1].

Les principes comptables retenus pour la préparation des états financiers au 31 décembre 2010 sont conformes à ceux retenus pour la préparation des états financiers au 31 décembre 2009 à l'exception des éléments suivants en 1.1.1 et 1.1.2 :

1.1.1 Normes IFRS, amendements et interprétations de l'IFRIC applicables de façon obligatoire en 2010

- IFRS 3 révisée – *Regroupements d'entreprises* qui s'applique aux prises de contrôle (au sens de la norme IAS 27 révisée) intervenues depuis le 1er janvier 2010 et IAS 27 révisée – *États financiers consolidés et individuels*.

Les principaux changements applicables au 1er janvier 2010, sont présentés dans la section 1.4 ci-après.

- Improvements to IFRS 2009 – *Améliorations aux normes internationales d'information financière* ;
- Amendement IAS 39 – *Éléments éligibles à la couverture* ;
- Amendement IFRS 2 – *Transactions intra-groupes dont le paiement est fondé sur des actions et qui sont réglées en trésorerie* ;
- Amendement IFRS 5 (Amélioration annuelle des IFRS 2008) – *Classification d'actifs non courants (ou groupes destinés à être cédés) comme détenus en vue de la vente* ;
- IFRIC 17 – *Distributions d'actifs non monétaires aux propriétaires*.

À l'exception des normes IFRS 3 révisée et IAS 27 révisée, ces amendements et interprétations n'ont pas induit d'impact significatif sur les États Financiers du Groupe au 31 décembre 2010.

Pour mémoire, le Groupe a appliqué par anticipation IFRIC 12 – *Accords de concession de services* en 2006 et IFRIC 15 – *Contrats de construction de biens immobiliers*, IFRIC 16 – *Couvertures d'un investissement net dans un établissement à l'étranger* et IFRIC 18 – *Transferts d'actifs provenant de clients* en 2009.

1.1.2 Norme IFRS dont l'application est obligatoire après 2010 et anticipée par le Groupe en 2010

IAS 24 révisée – *Information relative aux parties liées* : Le Groupe a décidé d'appliquer de manière anticipée la norme IAS 24 révisée pour les seules dispositions relatives aux exemptions introduites en matière d'information à fournir pour les entreprises publiques. La nouvelle définition d'une partie liée introduite par la norme révisée n'est donc pas appliquée au 31 décembre 2010.

(1) Référentiel disponible sur le site Internet de la Commission européenne http://ec.europa.eu/internal_market/accounting/ias/index_fr.htm.

1.1.3 Normes IFRS, amendements et interprétations de l'IFRIC dont l'application est obligatoire après 2010 et non anticipée par le Groupe en 2010

- IFRS 9 – *Instruments financiers – Classement et évaluation* (1) ;
- IAS 24 révisée – *Information relative aux parties liées* (pour les dispositions qui ne concernent pas les entreprises publiques) ;
- Amendement IAS 32 – *Classement des émissions de droits* ;
- Amendement IAS 12 – *Impôt différé – Recouvrement des actifs sous-jacents* (1) ;
- Amendement IFRS 7 – *Informations à fournir en cas de transfert d'actifs financiers* (1) ;
- IFRIC 19 – *Extinction de passifs financiers avec des instruments de capitaux propres* ;
- Amendement IFRIC 14 – *Paiements d'avance d'exigences de financement minimal* ;
- Improvements to IFRS 2010 – *Améliorations aux normes internationales d'information financière* (1).

L'analyse des incidences de l'application de ces normes, amendements et interprétations est en cours.

1.1.4 Rappel des options de transition IFRS 1

Le Groupe, à l'occasion de la transition aux IFRS en 2005, a utilisé certaines options permises par IFRS 1. Les options qui ont encore un impact sur les états financiers concernent :

- les écarts de conversion : le Groupe a choisi de reclasser au sein des capitaux propres en réserves consolidées les écarts de conversion cumulés au 1er janvier 2004 ;
- les regroupements d'entreprises : le Groupe a choisi de ne pas retraiter selon IFRS 3 les acquisitions antérieures au 1er janvier 2004.

1.2 Base d'évaluation pour l'établissement des états financiers consolidés

Les états financiers ont été préparés selon la convention du coût historique, à l'exception des instruments financiers qui sont comptabilisés conformément au traitement des différentes catégories d'actifs et de passifs financiers définis par la norme IAS 39.

1.3 Utilisation d'estimations et du jugement

1.3.1 Estimations

La préparation des états financiers nécessite l'utilisation d'estimations et d'hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, l'évaluation des aléas positifs et négatifs à la date de clôture, ainsi que les produits et charges de l'exercice.

En raison des incertitudes inhérentes à tout processus d'évaluation, le Groupe révise ses estimations sur la base d'informations régulièrement mises à jour. Il est possible que les résultats futurs des opérations concernées diffèrent de ces estimations.

Les estimations significatives réalisées par le Groupe pour l'établissement des états financiers portent principalement sur :

- l'évaluation à la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris dans le cadre d'un regroupement d'entreprises ;
- l'évaluation de la valeur recouvrable des goodwills, des immobilisations corporelles et incorporelles (se reporter aux § 1.4.4 et 1.4.5) ;
- l'évaluation des provisions et notamment les provisions pour retraitement et stockage des déchets nucléaires, les provisions pour démantèlement des installations, les provisions pour litiges ainsi que les engagements de retraite et assimilés (se reporter au § 1.4.15) ;
- les instruments financiers (se reporter au § 1.4.11) ;
- le chiffre d'affaires réalisé et non relevé, dit en compteur ;
- l'évaluation des déficits fiscaux reportables activés.

1.3.1.1 Évaluation de la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris dans le cadre d'un regroupement d'entreprises

Les principales hypothèses et estimations utilisées pour déterminer la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris comprennent notamment les perspectives futures des marchés nécessaires à l'évaluation des flux de trésorerie futurs ainsi que les taux d'actualisation à appliquer.

Les valeurs utilisées reflètent les meilleures estimations du management.

1.3.1.2 Valeur recouvrable des goodwills, des immobilisations corporelles et incorporelles

Des hypothèses et des estimations sont faites pour déterminer la valeur recouvrable des *goodwills*, des immobilisations incorporelles et corporelles, celles-ci portent en particulier sur les perspectives de marché, plus sensibles sur certaines activités, nécessaires à l'évaluation des flux de trésorerie et le taux d'actualisation à appliquer. Toute modification de ces hypothèses pourrait avoir un effet significatif sur le montant de la valeur recouvrable et pourrait conduire à modifier les pertes de valeur à comptabiliser.

1.3.1.3 Estimation des provisions

Les paramètres qui ont une influence significative sur le montant des provisions, et plus particulièrement – mais pas uniquement – celles liées au démantèlement des installations, sont, outre le niveau des coûts à proprement parler, le calendrier de leur survenance (et notamment l'échéance de l'arrêt d'exploitation du gaz pour les activités d'infrastructures gazières en France) ainsi que le taux d'actualisation appliqué aux flux de trésorerie. Ces paramètres sont établis sur la base des informations et estimations que la société estime les plus appropriées à ce jour.

(1) Ces normes et interprétations n'étant pas encore adoptées par l'Union européenne, il s'agit d'une traduction libre.

Il n'y a aujourd'hui, à la connaissance du Groupe, aucun élément qui indiquerait que les paramètres retenus pris dans leur ensemble ne sont pas appropriés et il n'existe aucune évolution connue qui serait de nature à affecter de manière significative les montants provisionnés.

1.3.1.4 Engagements pour retraite

L'évaluation des engagements pour retraite repose sur des calculs actuariels. Le Groupe estime que les hypothèses retenues pour évaluer les engagements sont appropriées et justifiées. Cependant, toute modification d'hypothèse pourrait avoir un impact significatif.

1.3.1.5 Instruments financiers

Pour évaluer à la juste valeur les instruments financiers non cotés sur un marché, le Groupe doit utiliser des modèles de valorisation qui reposent sur un certain nombre d'hypothèses, dont la modification pourrait avoir un impact significatif.

1.3.1.6 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires réalisé sur les segments de clientèle qui font l'objet d'une relève de compteurs en cours d'exercice comptable, notamment la clientèle alimentée en basse tension (électricité) ou en basse pression (gaz), est estimé à la clôture à partir d'historiques, de statistiques de consommation et d'estimations de prix de vente. Pour les ventes sur des réseaux utilisés par des opérateurs multiples, le Groupe est tributaire de l'allocation des volumes d'énergie transitant sur les réseaux, réalisée par les gestionnaires des réseaux. Les allocations définitives ne sont parfois connues qu'avec plusieurs mois de retard, il en résulte une marge d'incertitude sur le chiffre d'affaires réalisé. Toutefois, le Groupe a développé des outils de mesure et de modélisation qui permettent d'estimer le chiffre d'affaires avec un degré de fiabilité satisfaisant et de vérifier *a posteriori* que les risques d'erreurs dans l'estimation des quantités vendues et du chiffre d'affaires correspondant peuvent être considérés comme non significatifs. En France, le gaz livré non relevé et non facturé dit «gaz en compteurs» est déterminé sur la base d'une méthode intégrant les chroniques de consommations des clients et valorisé au prix moyen de l'énergie. Le prix moyen utilisé tient compte de la catégorie de clientèle et de l'ancienneté du gaz en compteurs. Ces estimations sont sensibles aux hypothèses retenues pour déterminer la quote-part de chiffre d'affaires non facturé à la date de clôture.

1.3.1.7 Évaluation des déficits fiscaux reportables activés

Des actifs d'impôt différé sont comptabilisés au titre des pertes fiscales reportables, lorsqu'il est probable que le Groupe disposera de bénéfices imposables futurs sur lesquels ces pertes fiscales non utilisées pourront être imputées. Les prévisions de bénéfices imposables et les consommations de report déficitaire en résultant ont été élaborées à partir des projections de résultat telles que préparées dans le cadre du plan moyen terme.

1.3.2 Jugement

Outre l'utilisation d'estimations, la direction du Groupe a fait usage de jugement pour définir le traitement comptable adéquat de certaines activités et transactions notamment lorsque les normes et interprétations IFRS en vigueur ne traitent pas de manière précise des problématiques comptables concernées.

En particulier, le Groupe a exercé son jugement pour la comptabilisation des contrats de concession, la classification des accords qui contiennent des contrats de location, la comptabilisation des acquisitions de participations ne donnant pas le contrôle [(1)] antérieures au 1er janvier 2010, et la détermination des «activités normales», au regard d'IAS 39, des contrats d'achat et de vente d'électricité et de gaz.

Conformément à IAS 1, le Groupe présente séparément dans l'état de situation financière les actifs courants et non courants, et les passifs courants et non courants. Au regard de la majorité des activités du Groupe, il a été considéré que le critère à retenir pour la classification est le délai de réalisation de l'actif ou de règlement du passif : en courant si ce délai est inférieur à 12 mois et en non courant s'il est supérieur à 12 mois.

1.4 Méthodes comptables

1.4.1 Périmètre et méthodes de consolidation

Les méthodes de consolidation utilisées par le Groupe sont l'intégration globale, l'intégration proportionnelle et la mise en équivalence :

- les filiales (sociétés sur lesquelles le Groupe exerce un contrôle exclusif) sont consolidées par intégration globale ;
- les sociétés sur lesquelles le Groupe exerce un contrôle conjoint sont consolidées par intégration proportionnelle, au pourcentage d'intérêt ;
- la mise en équivalence s'applique à toutes les entreprises associées dans lesquelles le Groupe exerce une influence notable. Selon cette méthode, le Groupe enregistre sur une ligne spécifique du compte de résultat consolidé intitulée «Part dans le résultat des entreprises associées» sa quote-part du résultat net de l'entreprise consolidée par mise en équivalence.

L'évaluation du type de contrôle est réalisée au cas par cas et repose sur une analyse du contrôle, après prise en compte des cas de présomption précisés dans les normes IAS 27, 28 et 31.

Toutes les transactions et positions internes sont éliminées en consolidation.

La liste des principales sociétés consolidées par intégration globale, intégration proportionnelle ou mise en équivalence est présentée dans les notes aux états financiers.

1.4.2 Méthodes de conversion

1.4.2.1 Monnaie de présentation des comptes consolidés

Les états financiers consolidés du Groupe sont présentés en euro qui est la monnaie fonctionnelle du Groupe.

(1) Anciennement Intérêts Minoritaires.

1.4.2.2 Monnaie fonctionnelle

La monnaie fonctionnelle d'une entité est la monnaie de l'environnement économique dans lequel cette entité opère principalement. Dans la majorité des cas, la monnaie fonctionnelle correspond à la monnaie locale. Cependant, dans certaines entités, une monnaie fonctionnelle différente de la monnaie locale peut être retenue dès lors qu'elle reflète la devise des principales transactions et de l'environnement économique de l'entité.

1.4.2.3 Traduction des opérations en monnaies étrangères

Les opérations en monnaies étrangères sont converties dans la monnaie fonctionnelle au cours du jour de la transaction. À chaque arrêté comptable :

- les actifs et passifs monétaires libellés en monnaies étrangères sont convertis au cours de clôture. Les différences de change en résultant sont comptabilisées dans le résultat de la période ;
- les actifs et passifs non monétaires libellés en monnaies étrangères sont comptabilisés au cours historique en vigueur à la date de la transaction.

1.4.2.4 Conversion des états financiers des filiales dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro (monnaie de présentation)

L'état de situation financière est converti en euros au taux de change en vigueur à la clôture de l'exercice. Le résultat et les flux de trésorerie sont convertis sur la base des taux de change moyens. Les différences résultant de la conversion des états financiers de ces filiales sont enregistrées en «écarts de conversion» au sein des autres éléments du résultat global.

Les écarts d'acquisition et ajustements de juste valeur provenant de l'acquisition d'une entité étrangère sont considérés comme des actifs et passifs de l'entité étrangère. Ils sont donc exprimés dans la monnaie fonctionnelle de l'entité et sont convertis au taux de clôture.

1.4.3 Regroupements d'entreprises et variations d'intérêts

Les regroupements d'entreprises réalisés avant le 1er janvier 2010 ont été comptabilisés selon la norme IFRS 3 avant la révision applicable à partir du 1er janvier 2010. Conformément à la norme IFRS 3 révisée, ces regroupements d'entreprises n'ont pas été retraités.

Le Groupe applique la méthode dite de l'acquisition telle que décrite dans IFRS 3 révisée. En application de cette méthode, le Groupe comptabilise à la date de prise de contrôle les actifs acquis et passifs repris identifiables à leur juste valeur, ainsi que toute participation ne donnant pas le contrôle dans l'entreprise acquise.

Les normes IFRS 3 révisée et IAS 27 révisée modifient les principes comptables Groupe applicables aux regroupements d'entreprises réalisés après le 1er janvier 2010.

Les principales modifications ayant un impact sur les États Financiers du Groupe sont :

- la comptabilisation en charge des coûts directs liés à une acquisition donnant le contrôle ;
- dans le cas d'une acquisition par achats successifs de titres, les participations détenues antérieurement à la prise de contrôle sont réévaluées par résultat à la juste valeur à la date du regroupement ;
- pour chaque prise de contrôle, l'acquéreur doit évaluer toute participation ne donnant pas le contrôle dans l'entreprise acquise, soit à la juste valeur, soit à la part proportionnelle dans l'actif net identifiable. Auparavant, seule cette dernière option était autorisée. Le Groupe déterminera au cas par cas l'option qu'il souhaite appliquer pour comptabiliser ces participations ne donnant pas le contrôle ;
- les transactions (achats ou ventes) de participations ne donnant pas le contrôle et qui ne se traduisent pas par une modification du contrôle, sont comptabilisées comme des transactions entre actionnaires. En conséquence, toute différence entre la juste valeur de la contrepartie payée ou reçue et la valeur comptable correspondante de la participation ne donnant pas le contrôle est comptabilisée directement dans les capitaux propres ;
- conformément à IAS 7 révisée suite à la révision d'IAS 27, l'État des flux de trésorerie comparatif a été retraité.

Les modifications introduites par ces nouvelles normes ont conduit le Groupe à créer dans le compte de résultat une ligne «Effets de périmètre» qui est présentée comme un élément non courant du Résultat des Activités Opérationnelles. Les impacts suivants sont comptabilisés sur cette ligne :

- les coûts directs d'acquisition en cas de prise de contrôle ;
- les effets des réévaluations, à la juste valeur à la date d'acquisition, des intérêts précédemment détenus en cas d'acquisitions par étapes ;
- les variations ultérieures de juste valeur des compléments de prix ;
- les résultats de cessions de participations qui conduisent à un changement de méthode de consolidation ainsi que, le cas échéant, les effets des réévaluations des intérêts conservés.

Le Groupe dispose d'un délai de 12 mois à compter de la date d'acquisition pour finaliser la comptabilisation du regroupement d'entreprises considéré.

1.4.4 Immobilisations incorporelles

Les immobilisations incorporelles sont comptabilisées au coût diminué du cumul des amortissements et éventuelles pertes de valeur.

1.4.4.1 Goodwills

Détermination des goodwills

L'application au 1er janvier 2010 de la norme IFRS 3 révisée conduit à distinguer les regroupements réalisés avant ou après cette date.

Regroupements réalisés avant le 1er janvier 2010

Les *goodwills* représentent la différence entre le coût du regroupement d'entreprises (prix d'acquisition des titres majoré des coûts annexes directement attribuables à l'acquisition) et la part du Groupe dans la juste valeur des actifs, passifs et passifs éventuels identifiables de l'entreprise acquise à la date de prise de contrôle (sauf si la prise de contrôle est faite par étapes).

Dans le cas d'une prise de contrôle par achats successifs de titres d'une filiale, le Groupe a déterminé un goodwill pour chaque transaction sur la base de la juste valeur des actifs, passifs et passifs éventuels identifiables acquis à chaque date d'échange.

Événements/transactions survenus après le 1er janvier 2010 et concernant des regroupements d'entreprises réalisés avant le 1er janvier 2010

La comptabilisation initiale des regroupements d'entreprises n'est pas retraitée.

Les ajustements éventuels de la contrepartie transférée résultant de ces regroupements d'entreprises modifient leur comptabilisation initiale et entraînent en contrepartie un ajustement du goodwill.

Toutefois, certaines dispositions nouvelles introduites par les normes IFRS 3 révisée et IAS 27 révisée sont également appliquées pour les regroupements d'entreprises survenus avant le 1er janvier 2010. Il en est ainsi, notamment, des modifications du taux de participation dans une filiale et de la perte de contrôle d'une filiale survenant après le 1er janvier 2010 qui sont comptabilisées selon les nouvelles dispositions applicables.

Regroupements réalisés après le 1er janvier 2010

Le *goodwill* est évalué comme étant l'excédent du total de

(i) la contrepartie transférée ;

(ii) le montant de toute participation ne donnant pas le contrôle dans l'entreprise acquise, et

(iii) dans un regroupement d'entreprises réalisé par étapes, la juste valeur de la participation précédemment détenue par l'acquéreur dans l'entreprise acquise ;

par rapport au solde net des justes valeurs des actifs acquis et des passifs repris identifiables.

Le montant du goodwill reconnu lors de la prise de contrôle n'est plus ajusté ultérieurement.

Les *goodwills* relatifs aux participations dans les entreprises associées sont inscrits dans la rubrique «Participations dans les entreprises associées».

Évaluation des goodwills

Les *goodwills* ne sont pas amortis mais font l'objet de tests de perte de valeur une fois par an, ou plus fréquemment s'il existe des indices de pertes de valeur identifiés. Ces *goodwills* sont testés au niveau d'Unités Génératrices de Trésorerie (UGT) ou de regroupements d'UGT qui constituent des ensembles homogènes générant conjointement des flux de trésorerie largement indépendants des flux de trésorerie générés par les autres UGT.

Les modalités de réalisation de ces tests de perte de valeur sont présentées dans le paragraphe 1.4.8 «Perte de valeur des immobilisations corporelles et incorporelles».

Les pertes de valeur relatives à des *goodwills* ne sont pas réversibles et sont présentées sur la ligne «Pertes de valeur sur actifs» du compte de résultat.

Les pertes de valeur des *goodwills* relatifs à des entreprises associées sont présentées en «Quote-part de résultat des entreprises associées».

1.4.4.2 Autres immobilisations incorporelles

Frais de développement

Les frais de recherche sont comptabilisés en charges dans l'exercice au cours duquel ils sont encourus.

Les frais de développement sont comptabilisés à l'actif dès lors que les critères de reconnaissance d'un actif tels qu'édictés par IAS 38 sont remplis. Dans ce cas, l'immobilisation incorporelle provenant du développement est amortie sur sa durée d'utilité. Compte tenu des activités du Groupe, les montants comptabilisés en tant que frais de développement à l'actif de l'état de situation financière sont peu significatifs.

Autres immobilisations incorporelles acquises ou produites

Les autres immobilisations incorporelles comprennent notamment :

- des sommes versées ou à verser en contrepartie de droits attachés à la qualité de concessionnaire ou d'exploitant d'équipements publics ;
- des portefeuilles clients acquis lors de regroupements d'entreprises ;
- des droits à capacité sur des centrales ; le Groupe a participé au financement de la construction de certaines centrales nucléaires opérée par des tiers et a reçu en contrepartie des droits d'acheter une quote-part de la production sur la durée de vie des actifs. Ces droits à capacité sont amortis sur la durée d'utilité de l'actif sous-jacent, n'excédant pas 40 ans ;
- des droits de tirage d'eaux de surface et souterraine qui ne sont pas amortis, leur attribution n'étant assortie d'aucune limitation de durée ;
- des actifs de concessions ;
- la marque GDF Gaz de France et des contrats d'approvisionnement de gaz acquis dans le cadre du regroupement d'entreprises avec Gaz de France en 2008.

L'amortissement des immobilisations incorporelles est constaté en fonction du rythme attendu de la consommation des avantages économiques futurs de l'actif. Les amortissements sont calculés, essentiellement sur base du mode linéaire, en fonction des durées d'utilité suivantes (en années) :

	Durée d'utilité	
	Minimum	Maximum
Infrastructure concessions	10	65
Portefeuille clients	10	40
Autres immobilisations incorporelles	1	40

Certaines immobilisations incorporelles (marque, droits d'eau…), dont la durée d'utilité est indéfinie, ne sont pas amorties.

1.4.5 Immobilisations corporelles

1.4.5.1 Immobilisations corporelles – évaluation initiale et évaluation postérieure

Les immobilisations corporelles sont comptabilisées à leur coût historique d'acquisition, de production ou d'entrée dans le Groupe, sous déduction des amortissements cumulés et des pertes de valeur constatées.

La valeur comptable des immobilisations corporelles ne fait l'objet d'aucune réévaluation, le Groupe n'ayant pas choisi la méthode alternative permettant de réévaluer de façon régulière une ou plusieurs catégories d'immobilisations corporelles.

Les subventions pour investissements sont portées en déduction de la valeur brute des immobilisations au titre desquelles elles ont été reçues.

En application d'IAS 16, le coût de l'actif comprend, lors de sa comptabilisation initiale, les coûts de démantèlement et de remise en état de site dès lors qu'il existe à la date d'entrée une obligation actuelle, légale ou implicite de démanteler ou de restaurer le site. Une provision est alors constatée en contrepartie d'un composant de l'actif au titre du démantèlement.

Les immobilisations corporelles financées au moyen de contrats de location-financement sont présentées à l'actif pour la valeur de marché ou la valeur actualisée des paiements futurs si elle est inférieure. La dette correspondante est inscrite en dettes financières. Ces immobilisations sont également amorties selon le mode d'amortissement et les durées d'utilité décrits ci-dessous.

Le Groupe applique IAS 23 révisée, qui consiste à incorporer dans le coût de l'actif correspondant les coûts d'emprunts encourus pendant la période de construction de l'actif qualifié.

Gaz coussin

Le gaz «coussin», injecté dans les réservoirs souterrains, est indispensable au fonctionnement des stockages souterrains et indissociable de ces installations. C'est pourquoi, à la différence du gaz «utile» comptabilisé en stock, il est enregistré en immobilisations. Il est valorisé au coût d'achat moyen majoré des coûts de regazéification, de transport et d'injection.

1.4.5.2 Amortissement

En application de l'approche par composants, le Groupe utilise des durées d'amortissement différenciées pour chacun des composants significatifs d'un même actif immobilisé dès lors que l'un de ces composants a une durée d'utilité différente de l'immobilisation principale à laquelle il se rapporte.

Les amortissements sont calculés essentiellement sur base du mode linéaire sur les durées normales d'utilité suivantes :

Principales durées d'amortissement *(années)*	Minimum	Maximum
Installations techniques		
• Énergie		
Stockage - Production - Transport - Distribution	5	60*
Installation - Maintenance	3	10
Aménagements hydrauliques	20	65
• Environnement	2	70
Autres immobilisations corporelles	2	33

* *Hors gaz coussin.*

La fourchette constatée sur les durées d'amortissement résulte de la diversité des immobilisations concernées. Les durées minima concernent le petit matériel et le mobilier, les durées maxima s'appliquent aux réseaux d'infrastructures et stockage. Conformément à la loi du 31 janvier 2003 adoptée par la Chambre des Représentants de Belgique, relative à «la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité», les centrales nucléaires sont amorties sur 40 ans de manière prospective depuis l'exercice 2003.

Concernant les droits d'exploitation hydraulique, les aménagements sont amortis sur la durée la plus courte entre le contrat d'exploitation et la durée d'utilité des biens en tenant compte du renouvellement des contrats si ce dernier est estimé raisonnablement certain par le Groupe.

1.4.6 Actifs d'exploration et de production des ressources minérales

Le Groupe applique la norme IFRS 6 - Prospection et évaluation de ressources minérales.

Les dépenses d'études géologiques et géophysiques sont enregistrées en charges dans l'exercice au cours duquel elles sont exposées.

Les coûts d'exploration (autres que les dépenses d'étude géologiques ou géophysiques) sont temporairement immobilisés dans l'attente de déterminer la faisabilité technique et la viabilité commerciale des réserves. Ce coût des forages d'exploration est

temporairement immobilisé quand les deux conditions suivantes sont réunies :

- le puits a mis en évidence un volume suffisant de réserves pour justifier, le cas échéant, sa complétion en tant que puits producteur en supposant que les investissements nécessaires à la production soient effectués ;
- le Groupe enregistre des progrès suffisants dans la détermination des réserves et de la viabilité technique et économique du projet. Ces progrès sont évalués sur la base de critères tels que des travaux d'exploration additionnels (puits, travaux sismiques ou études significatives) en cours de réalisation ou inscrits dans un programme ferme, la réalisation de dépenses d'études de développement et en tenant compte du fait que le Groupe puisse être dans l'attente d'autorisations d'un gouvernement ou d'un tiers sur un projet proposé ou de disponibilité de capacité de transport ou de traitement sur une installation existante.

Selon cette méthode dite des «successful efforts», à l'issue du programme d'exploration, lorsque le puits d'exploration a permis de confirmer avec certitude l'existence de réserves commercialisables, ces montants sont inscrits en immobilisations corporelles et amortis sur la durée de production des réserves ; dans le cas contraire, ils sont comptabilisés en charges.

Le calcul d'amortissement débute à partir de la mise en production des champs.

Les immobilisations de production, y compris les coûts de remise en état des sites, sont amorties selon la méthode à l'unité de production (UOP – «unit of production method») au rythme de l'épuisement du champ (déplétion) sur la base des réserves prouvées développées.

1.4.7 Concessions

L'interprétation SIC 29 – Accords de concession de services – Informations à fournir, traite des informations concernant les contrats de concession à donner dans les Notes aux comptes, tandis que IFRIC 12 traite de la comptabilisation de certains contrats de concession par le concessionnaire.

Ces interprétations précisent les caractéristiques communes aux contrats de concession :

- la fourniture d'un service public et la gestion de l'infrastructure associée avec des obligations plus ou moins étendues d'extension et de renouvellement ;
- le concédant a l'obligation d'assurer le service public qui fait l'objet de la concession (critère déterminant) ;
- le concessionnaire est le responsable de l'exploitation et non un simple agent agissant sur ordre ;
- le prix et les conditions (régulation) de révision de prix sont fixés à l'origine du contrat.

Pour qu'un contrat de concession soit inclus dans le périmètre de l'interprétation IFRIC 12, l'utilisation de l'infrastructure doit être contrôlée par le concédant. Le contrôle de l'utilisation de l'infrastructure par le concédant est assuré quand les deux conditions suivantes sont remplies :

- le concédant contrôle ou régule le service public, c'est-à-dire qu'il contrôle ou régule les services qui doivent être rendus grâce à l'infrastructure objet de la concession et détermine à qui et à quel prix ils doivent être rendus ; et
- le concédant contrôle l'infrastructure, c'est-à-dire a le droit de reprendre l'infrastructure en fin de contrat.

En application d'IFRIC 12, les droits du concessionnaire sur les infrastructures des contrats de concession sont comptabilisés selon la nature du débiteur. Ainsi :

- le modèle «actif incorporel» est applicable lorsque le concessionnaire reçoit un droit à facturer les usagers du service public ; et que le concessionnaire est payé en substance par l'usager ;
- le modèle «actif financier» est applicable quand le concessionnaire obtient un droit inconditionnel à recevoir de la trésorerie ou un autre actif financier, soit directement de la part du concédant soit indirectement par l'intermédiaire des garanties données par le concédant sur le montant des encaissements de la part des usagers du service public (*via*, par exemple, un Taux de Rendement Interne garanti contractuellement), c'est-à-dire est payé en substance par le concédant.

Le terme «en substance» signifie que l'identité du payeur n'est pas en soit le critère déterminant mais qu'en fait, il convient de déterminer qui est le véritable débiteur final.

Ainsi, dans le cas où la collectivité paye le Groupe mais n'est en fait qu'un simple intermédiaire collecteur de tarifs et ne donne pas de garantie sur les montants qui seront versés (accord de simple «*pass through*»), il convient de considérer qu'en substance, les usagers payent et que le modèle «actif incorporel» doit être retenu.

En revanche, dans le cas où les usagers payent le Groupe mais où, en fait, la collectivité garantit les montants qui seront versés pendant la durée du contrat (*via*, par exemple, un Taux de Rendement Interne garanti), il convient de considérer qu'en substance, c'est la collectivité qui paye et que c'est le modèle «actif financier» qui doit être retenu. En pratique, le modèle financier concerne principalement les contrats BOT («*Build Operate Transfer*») signés avec des collectivités et relatifs à des services publics (assainissement d'eau, incinération d'ordures ménagères).

En application de ces principes :

- les immobilisations reçues à titre gratuit du concédant ne sont pas inscrites dans l'état de situation financière ;
- les investissements de premier établissement sont comptabilisés de la façon suivante :
  - en cas d'application du modèle «actif incorporel», la juste valeur des travaux représente le coût d'acquisition de l'actif incorporel qui est comptabilisé au moment de la construction des ouvrages s'il est prévu que les travaux génèrent des avantages économiques futurs (par exemple extension de réseau). Dans le cas contraire, la valeur actualisée des engagements de travaux est comptabilisée *ab initio* en contrepartie d'une dette de concession ;
  - en cas d'application du modèle «actif financier», la créance sur le concédant est comptabilisée au moment de la construction des ouvrages à la juste valeur des travaux ;

– lorsque seule une part de l'investissement fait l'objet d'un engagement de paiement de la part du concédant, cette part est comptabilisée en actif financier à hauteur du montant garanti par le concédant et en immobilisation incorporelle pour le solde selon un modèle qualifié de mixte.

Les dépenses de renouvellement correspondent à des obligations prévues aux contrats dont les modalités peuvent différer (obligation de remise en état contractuelle, plan de renouvellement contractuel, compte de suivi contractuel…).

Elles sont comptabilisées soit à l'actif de l'état de situation financière en tant qu'actif incorporel ou actif financier suivant le modèle applicable au contrat si elles génèrent des avantages économiques futurs (renouvellement améliorant), soit en charges dans le cas inverse (renouvellement à l'identique).

Les dépenses de renouvellement à l'identique font l'objet de la comptabilisation d'un actif ou d'un passif de renouvellement lorsque, à une date donnée, il existe un décalage temporel entre l'engagement contractuel et sa réalisation.

Les montants sont calculés par contrat en fonction des obligations de chaque contrat.

Autres concessions

Certaines infrastructures de concession ne répondant pas aux critères d'IFRIC 12 restent classées en tant qu'immobilisations corporelles.

Cette analyse s'applique au cas particulier de la distribution de gaz en France. En effet, les actifs concernés ont été comptabilisés selon IAS 16 dans la mesure où GrDF exploite son réseau sous un régime de concessions à long terme qui sont pour la quasi-totalité obligatoirement renouvelées à l'échéance conformément à la loi n° 46–628 du 8 avril 1946.

1.4.8 Perte de valeur des immobilisations corporelles et incorporelles

Conformément à IAS 36, lorsque des événements ou modifications d'environnement de marché ou des éléments internes indiquent un risque de perte de valeur des immobilisations incorporelles ou corporelles, celles-ci font l'objet d'un test de perte de valeur. Dans le cas des immobilisations incorporelles non amorties, les tests de perte de valeur sont réalisés annuellement.

Indices de perte de valeur

Ce test de perte de valeur n'est effectué pour les immobilisations corporelles et incorporelles à durée d'utilité définie que lorsqu'il existe des indices révélant une altération de leur valeur. Celle-ci provient en général de changements importants dans l'environnement de l'exploitation des actifs ou d'une performance économique inférieure à celle attendue.

Les principaux indices de perte de valeur retenus par le Groupe sont :

- au titre des indices externes :
  - changements importants intervenus dans l'environnement économique, technologique, politique ou du marché sur lequel l'entreprise opère ou auquel l'actif est dévolu,
  - baisse de la demande,
  - évolution du cours des énergies et du dollar,
  - excédent de la valeur nette comptable d'actif par rapport à la base d'actifs régulés ;
- au titre des indices internes :
  - obsolescence ou dégradation matérielle non prévue dans le plan d'amortissement,
  - performance inférieure aux prévisions,
  - baisse des réserves pour l'Exploration-Production.

Perte de valeur

Ces immobilisations corporelles ou incorporelles sont testées au niveau du regroupement d'actifs pertinent (actif isolé ou Unité Génératrice de Trésorerie) déterminé conformément aux prescriptions d'IAS 36. Dans le cas où le montant recouvrable est inférieur à la valeur nette comptable, une perte de valeur est comptabilisée pour la différence entre ces deux montants. La comptabilisation d'une perte de valeur entraîne une révision de la base amortissable et éventuellement du plan d'amortissement des immobilisations concernées.

Les pertes de valeur relatives aux immobilisations corporelles ou incorporelles peuvent être reprises ultérieurement si la valeur recouvrable redevient plus élevée que la valeur nette comptable. La valeur de l'actif après reprise de la perte de valeur est plafonnée à la valeur comptable qui aurait été déterminée nette des amortissements si aucune perte de valeur n'avait été comptabilisée au cours des exercices antérieurs.

Évaluation de la valeur recouvrable

Pour examiner la valeur recouvrable des immobilisations corporelles et incorporelles, elles sont, le cas échéant, regroupées dans des Unités Génératrices de Trésorerie (UGT) dont on pourra comparer les valeurs comptables et les valeurs recouvrables.

En ce qui concerne les entités opérationnelles pour lesquelles le Groupe s'inscrit dans une logique de continuité d'exploitation et de détention durable, la valeur recouvrable d'une UGT correspond à la valeur d'utilité ou à la juste valeur diminuée des coûts de sortie lorsque celle-ci est plus élevée. Les valeurs d'utilité sont essentiellement déterminées à partir de projections actualisées de flux de trésorerie d'exploitation et d'une valeur terminale. Des méthodes usuelles d'évaluation sont mises en œuvre pour lesquelles les principales données économiques retenues sont :

- des taux d'actualisation qui sont fonction des particularités des entités opérationnelles concernées ;
- des valeurs terminales cohérentes avec les données de marché disponibles propres aux segments opérationnels concernés et des taux de croissance liés aux valeurs terminales n'excédant pas les taux d'inflation.

Ces taux d'actualisation sont des taux après impôts appliqués à des flux de trésorerie après impôts. Leur utilisation aboutit à la détermination de valeurs recouvrables identiques à celles obtenues en utilisant des taux avant impôt à des flux de trésorerie non fiscalisés, comme demandé par la norme IAS 36.

En ce qui concerne les entités opérationnelles pour lesquelles une décision de cession est prise par le Groupe, la valeur comptable

des actifs concernés est ramenée à leur valeur de marché estimée nette des coûts de cession. Dans le cas où des négociations sont en cours, celle-ci est déterminée par référence à la meilleure estimation pouvant être faite, à la date de clôture, de leur issue.

En cas de perte de valeur, celle-ci est inscrite sur la ligne «Perte de valeur sur actifs» du compte de résultat.

1.4.9 Contrats de location

Dans le cadre de ses différentes activités, le Groupe utilise des actifs mis à sa disposition en vertu de contrats de location.

Ces contrats de location font l'objet d'une analyse au regard des situations décrites et indicateurs fournis dans IAS 17 afin de déterminer s'il s'agit de contrats de location simple ou de contrats de location-financement.

Les contrats de location-financement sont des contrats qui transfèrent la quasi-totalité des risques et avantages de l'actif considéré au preneur. Tous les contrats de location qui ne correspondent pas à la définition d'un contrat de location-financement sont classés en tant que contrats de location simple.

Les principaux indicateurs examinés par le Groupe afin d'apprécier si un contrat de location transfère la quasi-totalité des risques et avantages sont les suivants : existence d'une clause de transfert automatique ou d'option de transfert de propriété, conditions d'exercice de cette clause, comparaison entre la durée du contrat et la durée de vie estimée du bien, spécificité de l'actif utilisé, et comparaison de la valeur actualisée des paiements futurs au titre du contrat avec la juste valeur du bien.

1.4.9.1 Comptabilisation des contrats de location-financement

Lors de la comptabilisation initiale, les actifs utilisés dans le cadre de contrats de location-financement sont comptabilisés en immobilisations corporelles avec pour contrepartie une dette financière. L'actif est comptabilisé à la juste valeur de l'actif loué à la date de commencement du contrat ou, si celle-ci est inférieure, à la valeur actualisée des paiements minimaux.

1.4.9.2 Comptabilisation des contrats de location simple

Les paiements effectués au titre de contrats de location simple sont comptabilisés en charges dans le compte de résultat sur une base linéaire sur la durée du contrat de location.

1.4.9.3 Comptabilisation des accords qui contiennent des contrats de location

IFRIC 4 traite des modalités d'identification des contrats de service, d'achat ou de vente «*take-or-pay*» qui, sans revêtir une forme juridique de contrat de location, confèrent aux clients/fournisseurs le droit d'utilisation d'un actif ou ensemble d'actifs en contrepartie de paiements fixés. Les contrats ainsi identifiés doivent être assimilés à des contrats de location et doivent être analysés en tant que tels pour être qualifiés soit de contrat de location simple soit de contrat de location-financement. Dans ce dernier cas, il convient de constater une créance financière pour refléter le financement porté par le Groupe lorsqu'il est considéré comme crédit-bailleur vis-à-vis de ses clients.

Le Groupe est concerné par cette interprétation principalement au titre de :

- certains de ses contrats d'achat/vente d'énergie, notamment dès lors qu'ils confèrent l'usage exclusif d'un actif de production au profit de l'acheteur d'énergie ;
- certains contrats avec des clients industriels portant sur des actifs détenus par le Groupe.

1.4.10 Stocks

Les stocks sont évalués au plus faible de leur coût et de la valeur nette de réalisation. La valeur nette de réalisation correspond au prix de vente estimé dans le cours normal de l'activité, diminué des coûts attendus pour l'achèvement ou la réalisation de la vente.

Le coût des stocks est déterminé en utilisant soit la méthode du premier entré – premier sorti, soit en utilisant la méthode du coût moyen pondéré.

Le combustible nucléaire acquis est consommé dans le cadre du processus de production d'électricité sur plusieurs années. La consommation de ce stock de combustible nucléaire est constatée au prorata des estimations de quantité d'électricité produite par unité de combustible.

Stock de gaz

Le gaz injecté dans les réservoirs souterrains comprend le gaz «utile», soutirable sans avoir de conséquences préjudiciables à l'exploitation ultérieure des réservoirs, et le gaz «coussin», indissociable des stockages souterrains et indispensable à leur fonctionnement (*cf.* Immobilisations corporelles).

Le gaz «utile» est comptabilisé en stocks. Il est valorisé au coût moyen pondéré d'achat en entrée de réseau de transport, y compris le coût de regazéification, toutes origines confondues.

Les sorties de stocks du Groupe sont évaluées selon la méthode du coût unitaire moyen pondéré (CUMP).

Une perte de valeur est enregistrée lorsque la valeur nette de réalisation est inférieure au coût moyen pondéré.

Quotas d'émission de gaz à effet de serre

Dans le cadre de la directive européenne 2003/87/CE établissant un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre (GES) dans l'Union européenne, des quotas d'émission de GES ont été alloués à titre gratuit à plusieurs sites industriels du Groupe. Les sites visés sont tenus de restituer un nombre de quotas égal au total des émissions des gaz à effet de serre constatées lors de l'année écoulée. Afin de couvrir un éventuel déficit de quotas, le Groupe peut être amené à acheter des quotas sur les marchés d'échange de droits à polluer.

En l'absence de principes IFRS spécifiques définissant le traitement comptable à adopter, le Groupe a décidé d'appliquer les principes suivants concernant les problématiques comptables relatives aux quotas de GES :

- les quotas constituent des stocks, puisqu'ils sont consommés dans le processus de production ;
- les quotas alloués à titre gratuit sont comptabilisés dans l'état de situation financière pour une valeur nulle ;

- les quotas acquis à titre onéreux sur le marché sont comptabilisés à leur coût d'acquisition.

À la clôture, en cas d'insuffisance de quotas pour couvrir les émissions de GES de l'exercice, le Groupe constitue un passif. Ce passif est évalué sur la base du prix de marché à la clôture des quotas restant à acquérir.

1.4.11 Instruments financiers

Les instruments financiers sont comptabilisés et évalués conformément à IAS 32 et IAS 39.

1.4.11.1 Actifs financiers

Ils comprennent les titres disponibles à la vente, les prêts et créances au coût amorti, y compris les créances clients et comptes rattachés et les actifs financiers évalués en juste valeur par résultat, dont les instruments financiers dérivés. Les actifs financiers sont ventilés dans l'état de situation financière entre actifs non courants et courants.

Titres disponibles à la vente

La catégorie «titres disponibles à la vente» comprend les participations du Groupe dans des sociétés non consolidées et les titres de capitaux propres ou de dettes ne satisfaisant pas aux critères de classement dans les autres catégories (voir infra). Le coût de revient est déterminé selon la méthode du coût unitaire moyen pondéré.

Lors de leur comptabilisation initiale, ces actifs sont comptabilisés à leur juste valeur, c'est-à-dire généralement à leur coût d'acquisition majoré des coûts de transaction.

Aux dates de clôture, les titres disponibles à la vente sont évalués à leur juste valeur. Pour les actions de sociétés cotées, cette juste valeur est déterminée sur la base du cours de Bourse à la date de clôture considérée. Pour les titres non cotés la juste valeur est évaluée à partir de modèles d'évaluation basés principalement sur les dernières opérations de marché, l'actualisation de dividendes ou flux de trésorerie et la valeur de l'actif net. Les variations de juste valeur sont comptabilisées directement en autres éléments du résultat global sauf lorsque la baisse de valeur par rapport au coût d'acquisition historique est jugée suffisamment significative ou prolongée pour impliquer une perte de valeur le cas échéant. Dans ce dernier cas, une perte de valeur est comptabilisée en résultat sur la ligne «Pertes de valeur sur actifs». Seules les pertes de valeur sur des instruments de dettes (titres de dette/obligations) peuvent être reprises par résultat.

Prêts et créances au coût amorti

La catégorie «Prêts et créances au coût amorti» comprend principalement les créances rattachées à des participations, des avances en compte courant consenties à des entités associées ou non consolidées, des dépôts de garantie ainsi que les créances clients et autres débiteurs.

Lors de leur comptabilisation initiale, ces prêts et créances sont comptabilisés à leur juste valeur majorée des coûts de transaction. À chaque date de clôture, ces actifs sont évalués au coût amorti en appliquant la méthode dite du taux d'intérêt effectif.

Lors de leur comptabilisation initiale, les créances clients et autres débiteurs sont comptabilisées à leur juste valeur, ce qui dans la plupart des cas correspond à leur valeur nominale. Une perte de valeur est constituée en fonction du risque de non-recouvrement. Les montants dus par les clients au titre des contrats de construction sont repris dans cette rubrique.

Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat

Ces actifs financiers répondent aux critères d'IAS 39 de qualification ou de désignation.

Il s'agit essentiellement de titres détenus à des fins de transaction et de placement à court terme ne satisfaisant pas aux critères de classement en trésorerie ou équivalent de trésorerie (se reporter au § 1.4.12). Ces actifs financiers sont évalués à la juste valeur à la date de clôture et les variations de juste valeur sont comptabilisées en résultat.

1.4.11.2 Passifs financiers

Les passifs financiers comprennent les dettes financières, les dettes fournisseurs et comptes associés, les instruments financiers dérivés ainsi que les autres passifs financiers.

Les passifs financiers sont ventilés dans l'état de situation financière entre passifs non courants et courants. Les passifs financiers courants comprennent principalement :

- les passifs financiers dont l'échéance intervient dans les 12 mois suivant la date de clôture ;
- les passifs financiers pour lesquels le Groupe ne dispose pas d'un droit inconditionnel de différer le règlement pour au moins 12 mois à compter de la date de clôture ;
- les passifs financiers détenus principalement en vue d'être négociés ;
- les instruments financiers dérivés qualifiés de couverture de juste valeur dont le sous-jacent est classé en courant ;
- les instruments financiers dérivés de négoce sur matières premières non qualifiés de couverture.

Évaluation des dettes financières et autres passifs financiers

Les emprunts et autres passifs financiers sont évalués selon la méthode du coût amorti en utilisant le taux d'intérêt effectif de l'emprunt.

Lors de leur comptabilisation initiale, les primes/décotes d'émission, primes/décotes de remboursement et frais d'émission sont comptabilisées en augmentation ou diminution de la valeur nominale des emprunts concernés. Ces primes et frais d'émission sont pris en compte dans le calcul du taux d'intérêt effectif et sont donc constatés en résultat de façon actuarielle sur la durée de vie de l'emprunt.

Dans le cas de dettes structurées sans composante capitaux propres, le Groupe peut être amené à séparer un instrument dérivé dit «incorporé». Les conditions selon lesquelles les dérivés incorporés doivent être comptabilisés séparément sont précisées ci-après. En cas de séparation d'un dérivé incorporé, la valeur comptable initiale de la dette structurée est ventilée en une composante «dérivé incorporé», à hauteur de la juste valeur de

l'instrument dérivé incorporé, et une composante «passif financier» déterminée par différence entre le montant de l'émission et la juste valeur du dérivé incorporé. Cette séparation des composantes de l'instrument lors de la comptabilisation initiale ne donne lieu à la comptabilisation d'aucun profit ni perte.

Ultérieurement, la dette est comptabilisée au coût amorti selon la méthode du taux d'intérêt effectif tandis que le dérivé est évalué à la juste valeur, et les variations de juste valeur sont comptabilisées en résultat.

Engagements d'achat de participations ne donnant pas le contrôle

Les autres passifs financiers comprennent notamment les *puts* sur participations ne donnant pas le contrôle consentis par le Groupe.

Puts sur participations ne donnant pas le contrôle émis avant le 1er janvier 2010

En l'absence de précisions dans les textes IFRS, et au vu des recommandations de l'AMF pour la clôture 2009, le Groupe a décidé de conserver ses méthodes comptables antérieures pour les instruments comptabilisés avant le 1er janvier 2010 :

- à la mise en place du *put*, la valeur actualisée du prix d'exercice est comptabilisée en tant que passif financier avec pour contrepartie une réduction des participations ne donnant pas le contrôle. Lorsque la valeur de l'engagement excède le montant des participations ne donnant pas le contrôle, le solde est comptabilisé en *goodwill* ;
- à chaque clôture, le montant du passif financier est réévalué et les variations de passif trouvent leur contrepartie en *goodwill* ;
- les versements de dividendes aux participations ne donnant pas le contrôle se traduisent par une augmentation du *goodwill* ;
- au compte de résultat, les participations ne donnant pas le contrôle se voient affecter leur quote-part de résultat. Dans l'état de situation financière la quote-part de profit allouée aux participations ne donnant pas le contrôle réduit le montant du *goodwill*. Aucune charge financière n'est comptabilisée au titre des variations de valeur du passif qui trouvent toutes leurs contreparties en *goodwill*.

1.4.11.3 Dérivés et comptabilité de couverture

Le Groupe utilise des instruments financiers dérivés pour gérer et réduire son exposition aux risques de marché provenant de la fluctuation des taux d'intérêt, des cours de change, et des prix des matières premières, en particulier sur les marchés du gaz et de l'électricité. Le recours à des produits dérivés s'exerce dans le cadre d'une politique Groupe en matière de gestion des risques de taux, change et matières premières.

Définition et périmètre des instruments financiers dérivés

Les instruments financiers dérivés sont des contrats, dont la valeur est affectée par la variation d'un ou plusieurs paramètres observables, qui ne requièrent pas d'investissement significatif et prévoient un règlement à une date future.

Les instruments financiers dérivés couvrent ainsi les contrats de type *swaps*, options, futures, *swaptions*, mais également les engagements d'achat ou vente à terme de titres cotés ou non cotés ainsi que certains engagements fermes ou optionnels d'achat ou vente d'actifs non financiers donnant lieu à livraison physique du sous-jacent.

Concernant plus particulièrement les contrats d'achat et de vente d'électricité et de gaz naturel, le Groupe conduit systématiquement une analyse visant à déterminer si le contrat a été négocié dans le cadre de ses activités dites «normales», et doit ainsi être exclu du champ d'application de la norme IAS 39. Cette analyse consiste en premier lieu à démontrer que le contrat est mis en place et continue à être détenu afin de donner lieu à un achat ou une vente avec livraison physique, pour des volumes destinés à être utilisés ou vendus par le Groupe selon une échéance raisonnable, dans le cadre de son exploitation.

En complément, il convient de démontrer que :

- le Groupe n'a pas de pratique de règlement net au titre de contrats de même nature. En particulier, les opérations d'achat ou vente à terme avec livraison physique réalisées dans un strict but d'équilibrage en volumes des balances d'énergie du Groupe ne sont pas considérées par le Groupe comme constitutives d'une pratique de règlement net ;
- le contrat n'est pas négocié dans le cadre d'arbitrages de nature financière ;
- ces contrats ne sont pas assimilables à des ventes d'options. En particulier, dans le cas des ventes d'électricité et de gaz offrant à la contrepartie une flexibilité sur les volumes vendus, le Groupe opère la distinction entre les contrats de vente assimilables à des ventes de capacités – considérés comme entrant dans le cadre de l'activité usuelle du Groupe – et les contrats de vente assimilables à des ventes d'options financières, qui seront comptabilisés comme des instruments financiers dérivés.

Seuls les contrats respectant l'intégralité de ces conditions sont considérés comme exclus du champ d'application d'IAS 39. Cette analyse donne lieu à la constitution d'une documentation spécifique.

Dérivés incorporés

Un dérivé incorporé est une composante d'un contrat dit «hôte» qui répond à la définition d'un instrument dérivé et dont les caractéristiques économiques ne sont pas étroitement liées à celles du contrat hôte.

Au niveau du Groupe, les principaux contrats susceptibles de contenir des dérivés dits incorporés sont les contrats contenant des clauses ou options pouvant affecter le prix, le volume ou la maturité du contrat. Il s'agit en particulier des contrats d'achat ou de vente d'actifs non financiers dont le prix est susceptible d'être révisé en fonction d'un index, du cours d'une monnaie étrangère ou du prix d'un autre actif que celui sous-jacent au contrat.

Les dérivés incorporés font l'objet d'une comptabilisation séparée dès lors :

- que le contrat hôte n'est pas un instrument financier déjà comptabilisé à sa juste valeur avec variation de juste valeur en résultat ;
- que séparé du contrat hôte, la composante répond encore à la définition d'un produit dérivé (existence d'un sous-jacent, absence de règlement initial et règlement futur) ;

- et que les caractéristiques du dérivé identifié ne sont pas étroitement liées à celles du contrat hôte. L'analyse de ce caractère «étroitement lié» est effectuée à la date de signature du contrat.

Lorsqu'un dérivé incorporé à un contrat hôte est séparé, il est évalué dans l'état de situation financière à la juste valeur et les variations de juste valeur sont enregistrées en résultat (lorsque le dérivé incorporé n'est pas documenté dans une relation de couverture).

Instruments dérivés de couverture : comptabilisation et présentation

Les instruments financiers dérivés qualifiés d'instruments de couverture sont systématiquement comptabilisés dans l'état de situation financière à leur juste valeur. Néanmoins, leur mode de comptabilisation varie selon qu'ils sont qualifiés de :

- couverture de juste valeur d'un actif ou passif ;
- couverture de flux de trésorerie ;
- couverture d'un investissement net réalisé dans une entité étrangère.

Couverture de juste valeur

Une couverture de juste valeur permet de se prémunir contre le risque provenant des variations de juste valeur d'actifs, de passifs, tels que prêts et emprunts à taux fixe ou d'actifs, de passifs ou d'engagements fermes en devises étrangères.

Les variations de juste valeur de l'instrument de couverture sont enregistrées en résultat de la période. De manière symétrique, l'élément couvert est réévalué au titre du risque couvert par le résultat de la période même si l'élément couvert est normalement dans une catégorie dans laquelle les variations de juste valeur sont comptabilisées en autres éléments du résultat global. Ces deux réévaluations se compensent au sein du compte de résultat, au montant près de la part inefficace de la couverture.

Couverture de flux de trésorerie

Il s'agit de la couverture d'une exposition provenant du risque de variation future d'un ou plusieurs flux de trésorerie affectant le résultat consolidé. Les flux de trésorerie couverts peuvent provenir de contrats sur actifs financiers ou non financiers déjà traduits dans l'état de situation financière, ou de transactions futures non encore traduites dans l'état de situation financière, dès lors que ces transactions présentent un caractère hautement probable.

Les variations de juste valeur de l'instrument financier dérivé sont comptabilisées nettes d'impôt en autres éléments du résultat global pour la part efficace et en résultat de la période pour la part inefficace. Les gains ou pertes accumulés en capitaux propres doivent être reclassés en résultat dans la même rubrique que l'élément couvert – à savoir résultat opérationnel courant pour les couvertures de flux d'exploitation et résultat financier pour les autres couvertures – pendant les mêmes périodes au cours desquelles le flux de trésorerie couvert affecte le résultat.

Si la relation de couverture est interrompue, notamment parce qu'elle n'est plus considérée comme efficace, les gains ou pertes accumulés au titre de l'instrument dérivé sont maintenus en capitaux propres jusqu'à l'échéance de la transaction couverte, sauf dans le cas où l'élément couvert ne présente plus un caractère hautement probable : les gains et pertes comptabilisés en capitaux propres sont alors reclassés immédiatement au compte de résultat.

Couverture d'un investissement net réalisé dans une entité étrangère

De façon similaire à la couverture de flux de trésorerie, les variations de juste valeur de l'instrument financier dérivé sont comptabilisées nettes d'impôt en autres éléments du résultat global pour la part efficace attribuable au risque de change couvert et en résultat pour la part inefficace. Les gains ou pertes accumulés en capitaux propres sont repris en résultat à la date de liquidation ou de cession de l'investissement net.

Identification et documentation des relations de couverture

Le Groupe identifie l'instrument financier de couverture et l'élément couvert dès la mise en place de la couverture et documente formellement la relation de couverture en identifiant la stratégie de couverture, le risque couvert et la méthode utilisée pour évaluer l'efficacité de la couverture. Seuls les instruments dérivés négociés avec des contreparties externes au Groupe sont considérés comme éligibles à la comptabilité de couverture.

Dès l'initiation et de manière continue durant tous les exercices pour lesquels la couverture a été désignée, le Groupe démontre et documente l'efficacité de la relation de couverture. Les couvertures sont considérées comme efficaces lorsque la compensation des variations de juste valeur ou de flux de trésorerie entre élément de couverture et élément couvert se situe dans une fourchette comprise entre 80 et 125%.

La démonstration de l'efficacité des couvertures est conduite de façon prospective et rétrospective. Elle est établie par recours à différentes méthodologies, principalement fondées sur la comparaison entre variations de juste valeur ou de flux de trésorerie sur l'élément couvert et sur l'instrument de couverture. Le Groupe retient également les méthodes fondées sur les analyses de corrélation statistique entre historiques de prix.

Dérivés non qualifiés de couverture : comptabilisation et présentation

Il s'agit notamment des instruments financiers dérivés correspondant à des couvertures économiques mais qui n'ont pas été ou ne sont plus documentés dans des relations de couverture comptable.

Lorsqu'un instrument financier dérivé n'a pas été (ou n'est plus) qualifié de couverture, ses variations de juste valeur successives sont comptabilisées directement en résultat de la période, au sein d'une rubrique spécifique «*Marked to Market*» ou «MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel» sous le résultat opérationnel courant pour les instruments dérivés sur actifs non financiers, et en résultat financier pour les instruments dérivés de change, de taux ou sur actions.

Les instruments financiers dérivés non qualifiés de couverture sont présentés dans l'état de situation financière en courant pour les instruments de négoce pour compte propre sur matière première et pour les dérivés à échéance de moins de 12 mois, et en non courant pour les autres.

Évaluation de la juste valeur

La juste valeur des instruments cotés sur un marché actif est déterminée par référence à leur cotation. Dans ce cas, ces instruments sont présentés en niveau 1 d'évaluation de juste valeur.

La juste valeur des instruments financiers non cotés pour lesquels il existe des données observables sur un marché est déterminée en utilisant des techniques d'évaluation telles que les modèles d'évaluation retenus pour les options ou en utilisant la méthode des flux de trésorerie actualisés.

Les modèles utilisés pour évaluer ces instruments intègrent des hypothèses basées sur des données du marché :

- la juste valeur des *swaps* de taux d'intérêt est calculée sur la base des flux de trésorerie futurs actualisés ;
- la juste valeur des contrats de change à terme et des *swaps* de devises est calculée par référence aux cours actuels pour des contrats ayant des profils de maturité similaires en actualisant le différentiel de flux futurs de trésorerie (différence entre le cours à terme du contrat et le cours à terme recalculé en fonction des nouvelles conditions de marché appliquées au montant nominal) ;
- la juste valeur des options de change ou de taux est déterminée à partir de modèles de valorisation d'options ;
- les contrats dérivés de matières premières sont valorisés en fonction des cotations du marché sur la base des flux de trésorerie futurs actualisés (contrats fermes : *commodity swap* ou *commodity forward*), et de modèles de valorisation d'options (contrats optionnels) pour lesquels il peut être nécessaire d'observer la volatilité des prix du marché. Pour les contrats dont la maturité excède la profondeur des transactions pour lesquelles les prix sont observables ou qui sont particulièrement complexes, les valorisations peuvent s'appuyer sur des hypothèses internes ;
- dans le cas de contrats complexes négociés avec des établissements financiers indépendants, le Groupe utilise exceptionnellement des évaluations effectuées par les contreparties.

Ces instruments sont présentés en niveau 2 d'évaluation de juste valeur, sauf dans le cas où leur évaluation dépend significativement de paramètres non observables. Dans ce dernier cas ils sont présentés en niveau 3 d'évaluation de juste valeur. Il s'agit le plus souvent d'instruments financiers dérivés dont la maturité excède l'horizon d'observabilité des prix à terme du sous-jacent ou dont certains paramètres tels que la volatilité du sous-jacent n'étaient pas observables.

1.4.12 Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie comprend les disponibilités ainsi que les placements à court terme qui sont considérés comme liquides, convertibles en un montant de trésorerie connu et qui sont soumis à un risque négligeable de changement de valeur au regard des critères prévus par IAS 7.

Les découverts sont exclus de la notion de trésorerie et équivalents de trésorerie et sont comptabilisés en tant que dettes financières courantes.

1.4.13 Titres d'autocontrôle

Les titres d'autocontrôle sont enregistrés pour leur coût d'acquisition en diminution des capitaux propres. Les résultats de cession de ces titres sont imputés directement dans les capitaux propres et ne contribuent pas au résultat de l'exercice.

1.4.14 Paiements fondés sur des actions

IFRS 2 prescrit de constater en charge de personnel les services rémunérés par des paiements fondés sur des actions. Ces services sont évalués à la juste valeur des instruments accordés.

Cette rémunération peut prendre la forme soit d'instruments réglés en actions, soit d'instruments réglés en trésorerie.

Instruments réglés en actions

1.4.14.1. Plans d'options

Les options octroyées aux salariés du Groupe sont évaluées à la date d'attribution en utilisant un modèle de valorisation binomial pour les options simples ou un modèle Monte Carlo pour celles comportant des conditions de performances externes. Ces modèles permettent de tenir compte des caractéristiques du plan (prix d'exercice, période d'exercice, conditions de performance le cas échéant), des données de marché lors de l'attribution (taux sans risque, cours de l'action, volatilité, dividendes attendus) et d'une hypothèse comportementale des bénéficiaires. Cette option est enregistrée en charges de personnel sur la période d'acquisition des droits en contrepartie des capitaux propres.

1.4.14.2 Attributions gratuites d'actions

La juste valeur des plans d'attributions gratuites d'actions est estimée sur la base du cours de l'action à la date d'attribution, en tenant compte de l'absence de dividende sur la période d'acquisition des droits, du taux de rotation de la population concernée par chaque plan et de la probabilité de la performance du Groupe. L'estimation de la juste valeur des plans tient compte également de l'incessibilité de ces instruments. La charge est étalée sur la période d'acquisition des droits en contrepartie des capitaux propres.

Pour les actions de performance, attribuées de manière discrétionnaire et comportant des conditions de performance externes, un modèle Monte Carlo est utilisé.

1.4.14.3 Plans d'épargne entreprise

Les plans d'épargne entreprise consistent à offrir aux salariés la possibilité de souscrire à une augmentation de capital réservée à une valeur décotée par rapport au cours de Bourse. La juste valeur des instruments accordés par les plans d'épargne entreprise est estimée à la date d'attribution en fonction de la valeur de la décote accordée aux salariés et de l'incessibilité des actions souscrites. S'agissant de la comptabilisation d'un service rendu, la charge est enregistrée sans étalement en contrepartie des capitaux propres.

Instruments réglés en trésorerie

Dans certains cas où la législation locale ne permet pas l'utilisation de plans d'épargne entreprise, les instruments accordés sont des droits à l'appréciation du titre (appelés SAR, *share appreciation rights*). Ces instruments étant réglés en trésorerie, leur juste valeur est enregistrée en charge sur la période d'acquisition des droits en contrepartie d'une dette vis-à-vis du personnel.

La variation de juste valeur de la dette est constatée en résultat de chaque exercice.

1.4.15 Provisions

1.4.15.1 Provisions pour avantages du personnel postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

Selon les lois et usages de chaque pays, les sociétés du Groupe ont des obligations en termes de retraites, préretraites, indemnités de départ et régimes de prévoyance. Ces obligations existent généralement en faveur de l'ensemble des salariés des sociétés concernées.

Les modalités d'évaluation et de comptabilisation suivies par le Groupe concernant les engagements de retraite et autres avantages accordés au personnel sont celles édictées par la norme IAS 19. En conséquence :

- le coût des régimes à cotisations définies est enregistré en charges sur la base des appels à cotisations dues pour la période ;
- la valorisation du montant de ces engagements de retraite et assimilés, lorsqu'ils sont représentatifs de prestations définies, est effectuée sur la base d'évaluations actuarielles, selon la méthode des unités de crédits projetées. Ces calculs intègrent des hypothèses de mortalité, de rotation du personnel et de projection de salaires qui tiennent compte des conditions économiques propres à chaque pays ou société du Groupe. Les taux d'actualisation sont déterminés en référence au rendement, à la date d'évaluation, des obligations émises par les entreprises de premier rang (ou par l'État s'il n'existe pas de marché représentatif pour les emprunts privés) de la zone concernée.

Les montants relatifs aux plans dont les engagements diminués des coûts des services passés non encore comptabilisés sont supérieurs à la juste valeur des actifs de couverture figurent au passif en provisions. Lorsque la valeur des actifs de couverture (plafonnés, le cas échéant) est supérieure aux engagements, le montant concerné est inclus à l'actif de l'état de situation financière en «Autres actifs» courants ou non courants.

Concernant les avantages postérieurs à l'emploi, le Groupe a retenu en 2006 l'option offerte par IAS 19 d'abandonner la méthode dite du «corridor» et de comptabiliser directement en autres éléments du résultat global les pertes et gains actuariels résultant des changements d'hypothèses actuarielles et des ajustements liés à l'expérience.

Les écarts actuariels sont donc comptabilisés en autres éléments du résultat global. Le cas échéant, les ajustements provenant du plafonnement des actifs nets relatifs aux régimes surfinancés suivent la même méthode.

Pour les autres avantages à long terme tels que les médailles du travail, les écarts actuariels continuent à être immédiatement comptabilisés en résultat.

Les charges d'intérêt sur les obligations de retraite et assimilés et le rendement attendu des placements en couverture de ces obligations, sont présentés en résultat financier.

1.4.15.2 Autres provisions

Le Groupe comptabilise une provision dès lors qu'il existe une obligation actuelle (légale ou implicite) à l'égard d'un tiers résultant d'un événement passé, et qu'il est probable qu'une sortie de ressources sera nécessaire pour régler cette obligation sans contrepartie attendue.

Une provision pour restructuration est comptabilisée dès lors que les critères généraux de constitution d'une provision sont satisfaits, qu'il existe un plan détaillé formalisé et que le Groupe a créé, chez les personnes concernées, une attente fondée de mise en œuvre de la restructuration soit en commençant à exécuter le plan soit en leur annonçant ses principales caractéristiques.

Les provisions dont l'échéance est supérieure à 12 mois sont actualisées dès lors que l'effet de l'actualisation est significatif. Les principales natures de provisions à long terme du Groupe sont les provisions pour retraitement et stockage des déchets nucléaires, les provisions pour démantèlement des installations et les provisions pour reconstitution de site. Les taux d'actualisation utilisés reflètent les appréciations actuelles par le marché de la valeur temps de l'argent et des risques spécifiques au passif concerné. Les charges correspondant à la désactualisation des provisions à long terme sont constatées en résultat financier (en «autres produits et autres charges financiers»).

Dès lors qu'il existe une obligation actuelle, légale ou implicite, de démanteler ou restaurer un site, le Groupe comptabilise une provision pour démantèlement ou reconstitution de site. La contrepartie de la provision pour démantèlement est un «actif de démantèlement» qui est inclus dans la valeur comptable de l'actif concerné. Les ajustements du montant de la provision consécutifs à une révision ultérieure du montant de la sortie de ressource, de la date de survenance du démantèlement, ou du taux d'actualisation sont symétriquement portés en déduction ou en augmentation du coût de l'actif correspondant. Les effets de la désactualisation sont comptabilisés en charge de l'exercice.

1.4.16 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires (correspondant aux produits des activités ordinaires selon IAS 18) du Groupe comprend essentiellement les produits liés aux activités suivantes :

- vente d'énergie ;
- prestations de services ;
- contrats de location et contrats de construction.

Les ventes sont reconnues lorsque la livraison a eu lieu (risques et avantages transférés à l'acheteur) ou à l'avancement pour les prestations de services et les contrats de construction, le prix est fixé ou déterminable et le caractère recouvrable des créances est probable.

Le chiffre d'affaires est évalué à la juste valeur de la contrepartie reçue ou à recevoir. Dans le cas où l'existence d'un différé de paiement a un effet significatif sur la détermination de la juste valeur, il en est tenu compte en actualisant les paiements futurs.

1.4.16.1 Vente d'énergie

Le chiffre d'affaires comprend essentiellement la vente d'électricité et de gaz, les redevances de transport et de distribution liées ainsi que différentes prestations comme la maintenance des réseaux de distribution d'électricité et de gaz ou les ventes de chaleur.

Dans le cadre de certains contrats de vente d'énergie à long terme, le Groupe peut percevoir une composante du prix qui est

déterminée indépendamment des volumes et dont le montant est généralement fixe mais peut, dans certains cas très limités, évoluer sur la durée du contrat. En application d'IAS 18, le chiffre d'affaires relatif à cette composante est étalé de manière linéaire, la juste valeur des services rendus n'étant pas, en substance, différente d'une période à l'autre.

En application des normes IAS 1 et IAS 18, les opérations de négoce d'énergie pour compte propre et pour compte de la clientèle sont présentées en net, après compensation des achats et des ventes, sur la ligne Chiffre d'Affaires. Selon le même principe, les résultats réalisés au titre des activités de négoce à caractère opérationnel («ventes en gros» ou «arbitrage»), liées aux actifs et visant à optimiser tant le parc de production que les portefeuilles de contrats d'achats de combustibles et de ventes d'énergie, sont présentés en net en chiffre d'affaires dès lors que les contrats de vente concernés pourraient être compensés par des achats similaires, ou si les contrats de vente participent à des stratégies d'échanges.

1.4.16.2 Prestations de services

Environnement

Eau

La comptabilisation du chiffre d'affaires lié à la distribution d'eau est réalisée sur la base des volumes livrés aux clients, que ces volumes aient donné lieu à une facturation spécifique («relève») ou qu'ils aient été estimés en fonction du rendement des réseaux d'approvisionnement.

En ce qui concerne l'assainissement ou le traitement des effluents, le prix de la prestation est, soit inclus dans la facture de distribution d'eau, soit il fait l'objet d'une facturation spécifique à la collectivité locale ou au client industriel.

En ce qui concerne les contrats de gérance, la rémunération du gérant est enregistrée en chiffre d'affaires.

Propreté

Le chiffre d'affaires lié à la collecte des déchets est constaté, dans la plupart des cas, en fonction des tonnages collectés et du service apporté par l'opérateur.

Les produits des autres traitements (tri et incinération principalement) sont fonction, d'une part, des volumes traités par l'opérateur et, d'autre part, des revenus annexes de valorisation (vente de matières premières – papier, carton, verre, métal, plastique – pour les centres de tri et vente d'énergie – électricité ou chaleur – pour les incinérateurs).

Services à l'énergie

Les produits provenant des services dans le secteur de l'énergie, correspondant essentiellement à des prestations d'installation, de maintenance et de services à l'énergie, sont comptabilisés selon les dispositions de la norme IAS 18 qui prévoient la méthode du pourcentage d'avancement pour les activités de service.

1.4.16.3 Contrats de construction et contrats de location

Le chiffre d'affaires des contrats de construction est déterminé en appliquant la méthode du pourcentage d'avancement et de façon plus générale les dispositions présentées dans IAS 11. Selon les cas, ce degré d'avancement est déterminé soit sur la base de l'avancement des coûts, soit par référence à un avancement physique tel que des jalons définis contractuellement.

Le chiffre d'affaires comprend également les produits sur les actifs financiers de concession (IFRIC 12) et les créances de location (IFRIC 4).

1.4.17 Résultat opérationnel courant (ROC)

Le résultat opérationnel courant est un indicateur utilisé par le Groupe qui permet de présenter «un niveau de performance opérationnelle pouvant servir à une approche prévisionnelle de la performance récurrente» (en conformité avec la Recommandation CNC 2009-R03, relative au format des états financiers des entreprises sous référentiel comptable international). En effet, le ROC est un solde de gestion qui permet de faciliter la compréhension de la performance du Groupe en excluant les éléments qui, par nature, ont un degré de prévisibilité insuffisant, compte tenu de leur caractère inhabituel, anormal ou peu fréquent. Pour le Groupe, ces éléments correspondent au *Marked to Market* (MtM) des instruments financiers à caractère opérationnel, aux pertes de valeur sur actifs, aux charges de restructuration, aux effets de périmètre, aux autres éléments non récurrents, et sont définis comme suit :

- MtM des instruments financiers à caractère opérationnel : cette rubrique correspond à la variation de juste valeur (*Marked to Market*) des instruments financiers de matières premières, gaz et électricité, qui ne sont qualifiés ni de négoce (appelé aussi *Trading*), ni de couverture. Ces contrats sont mis en place dans le cadre de couvertures économiques de transactions opérationnelles dans le secteur de l'énergie. La variation de juste valeur de ces instruments, qui doit être enregistrée en résultat selon IAS 39, est isolée sur une ligne spécifique du compte de résultat car elle peut être significative et elle n'est pas prédictible ;
- pertes de valeur sur actifs : cette rubrique comprend les pertes de valeur sur les actifs non courants ;
- charges de restructurations : il s'agit des coûts correspondant à un programme planifié et contrôlé par le management, qui modifie de façon significative soit le champ d'activité de l'entreprise, soit la manière dont cette activité est gérée, selon les critères prévus par IAS 37 ;
- effets de périmètre : le contenu de cette ligne est détaillé au § 1.4.3 de la présente note ;
- autres éléments non récurrents : cette rubrique comprend notamment les plus ou moins-values de cession sur les actifs non courants et les titres disponibles à la vente.

1.4.18 Tableau des flux de trésorerie

Le tableau des flux de trésorerie du Groupe est établi selon la méthode indirecte à partir du résultat net.

Les «intérêts reçus d'actifs financiers non courants» sont classés dans les flux issus des activités d'investissement parce qu'ils représentent un retour sur investissement. Les «intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalent de trésorerie» sont classés dans les flux issus des activités de financement, car ces intérêts sont de nature à minorer le coût d'obtention des ressources financières.

Cette classification est cohérente avec l'organisation interne du Groupe dans la mesure où dette et trésorerie sont gérées de façon globalisée au sein du département trésorerie Groupe.

Les pertes de valeur sur actifs circulants sont assimilées à des pertes définitives ; en conséquence, la variation de l'actif circulant est présentée nette de perte de valeur.

Les flux liés au paiement de l'impôt sont isolés.

1.4.19 Impôts

Le Groupe calcule ses impôts sur le résultat conformément aux législations fiscales en vigueur dans les pays où les résultats sont taxables.

Conformément à IAS 12, les différences temporelles entre les valeurs comptables des actifs et des passifs dans les comptes consolidés et leurs valeurs fiscales, donnent lieu à la constatation d'un impôt différé selon la méthode du report variable en utilisant les taux d'impôt adoptés ou quasi adoptés à la date de clôture. Cependant, selon les dispositions d'IAS 12, aucun impôt différé n'est comptabilisé pour les différences temporelles générées par un *goodwill* dont la perte de valeur n'est pas déductible ou par la comptabilisation initiale d'un actif ou d'un passif dans une transaction qui n'est pas un regroupement d'entreprises et n'affecte ni le bénéfice comptable, ni le bénéfice imposable à la date de transaction. Par ailleurs, un actif d'impôt différé n'est comptabilisé que s'il est probable qu'un bénéfice imposable, sur lequel les différences temporelles déductibles pourront être imputées, sera disponible.

Les différences temporelles nées des retraitements relatifs aux contrats de location-financement donnent lieu à la comptabilisation d'impôts différés.

Un passif d'impôt différé est comptabilisé pour toutes les différences temporelles imposables liées à des participations dans les filiales, entreprises associées, coentreprises et investissements dans les succursales sauf si le Groupe est en mesure de contrôler la date à laquelle la différence temporelle s'inversera et s'il est probable qu'elle ne s'inversera pas dans un avenir prévisible.

Les soldes d'impôts différés sont déterminés sur la base de la situation fiscale de chaque société ou du résultat d'ensemble des sociétés comprises dans le périmètre d'intégration fiscale considéré, et sont présentés à l'actif ou au passif de l'état de situation financière pour leur position nette par entité fiscale.

Les impôts différés sont revus à chaque arrêté pour tenir compte notamment des incidences des changements de législation fiscale et des perspectives de recouvrement des différences temporelles déductibles.

Les actifs et passifs d'impôts différés ne sont pas actualisés.

1.4.20 Résultat par action

Le résultat de base par action est calculé en divisant le résultat net part du Groupe de l'exercice attribuable aux actions ordinaires par le nombre moyen pondéré d'actions composant le capital en circulation pendant l'exercice. Le nombre moyen d'actions en circulation au cours de l'exercice est le nombre d'actions ordinaires en circulation au début de l'exercice, ajusté du nombre d'actions ordinaires rachetées ou émises au cours de l'exercice.

Pour le calcul du résultat dilué, ce nombre, ainsi que le résultat par action, est modifié pour tenir compte de l'effet de la conversion ou de l'exercice des actions potentielles dilutives (options, bons de souscription d'actions et obligations convertibles émises, etc.).

NOTE 2 PRINCIPALES VARIATIONS DE PÉRIMÈTRE

2.1 Opérations de la période

2.1.1 Prise de contrôle d'Aguas de Barcelona

Le processus de prise de contrôle par le Groupe GDF SUEZ, via SUEZ Environnement, des activités eau et environnement d'Aguas de Barcelona (Agbar), annoncé le 22 octobre 2009, a été finalisé le 8 juin 2010. Désormais, SUEZ Environnement détient 75,23% du capital d'Agbar (26,67% au niveau GDF SUEZ) et intègre globalement Agbar dans ses comptes consolidés depuis cette prise de contrôle. Criteria CaixaCorp (Criteria), partenaire historique du Groupe dans Agbar, conserve une participation de 24,10% ; le solde (0,67%) est détenu par des actionnaires n'ayant ni apporté leurs titres dans le cadre de l'Offre Publique de Retrait lancée par Agbar entre les 10 et 24 mai 2010 (investissement de 273 millions d'euros pour Agbar), ni cédé leurs titres à Agbar depuis cette date. Agbar était précédemment comptabilisée par intégration proportionnelle dans les états financiers du Groupe.

Le 8 juin 2010, Agbar a cédé la totalité de sa participation dans Adeslas (activité d'assurance santé) à Criteria pour 687 millions d'euros et, concomitamment, Criteria a cédé une partie de ses titres Agbar au Groupe pour 666 millions d'euros ; Criteria et SUEZ Environnement ont également signé un nouveau pacte d'actionnaires, octroyant à SUEZ Environnement le contrôle d'Hisusa, holding détenant lui-même le Groupe Agbar.

La juste valeur de la contrepartie transférée sous forme de trésorerie pour prendre le contrôle d'Agbar s'élève à 666 millions d'euros (20 euros par action). Le Groupe a réévalué à la juste valeur à la date d'acquisition, soit 20 euros par action, les intérêts qu'il détenait précédemment ; soit un montant total de 1 374 millions d'euros. L'effet de cette réévaluation sur le compte de résultat, qui s'élève à 167 millions d'euros, est présenté sur la ligne «Effets de périmètre» du résultat des activités opérationnelles (voir Note 5.4 «Effets de périmètre»).

Le Groupe a décidé d'évaluer la participation ne donnant pas le contrôle à la part proportionnelle dans l'actif net identifiable du groupe Agbar.

Au 31 décembre 2010, la comptabilisation du regroupement d'entreprises est définitive.

Le tableau ci-dessous présente la juste valeur à la date d'acquisition des actifs et passifs identifiables :

En millions d'euros

Actifs non courants	
Immobilisations incorporelles nettes	1 569
Immobilisations corporelles nettes	3 331
Autres actifs	503
Impôts différés actifs	258
Actifs courants	
Autres actifs	789
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 105
Passifs non courants	
Autres passifs	2 596
Impôts différés passifs	470
Passifs courants	
Autres passifs	1 258
TOTAL ACTIF NET (À 100%)	**3 231**
Contrepartie transférée	666
Réévaluation des intérêts précédemment détenus	1 374
Participation ne donnant pas le contrôle	1 585
GOODWILL	**394**

Le goodwill de 394 millions représente principalement des parts de marché, une capacité de développement à l'international ainsi que des synergies avec le Groupe.

En tenant compte de cette opération, la contribution d'Agbar au chiffre d'affaires consolidé du Groupe s'élève à 1 931 millions d'euros.

Si l'opération avait eu lieu le 1er janvier 2010, l'impact complémentaire sur le chiffre d'affaires consolidé du Groupe aurait été de + 50 millions d'euros.

2.1.2 Chili

Le 6 novembre 2009, SUEZ Energy Andino S.A. («SEA»), filiale du Groupe GDF SUEZ, et Corporación Nacional del Cobre de Chile («Codelco») ont annoncé le projet de fusion de certaines de leurs participations énergétiques actives dans le réseau électrique du Nord du Chili («SING»). Cette fusion a pour objectif principal de simplifier la structure et l'organisation des différentes entités énergétiques concernées, et pour GDF SUEZ d'acquérir le contrôle exclusif de ces entités et d'améliorer l'efficacité et la qualité du processus décisionnel.

Aux termes de la fusion, devenue effective le 29 janvier 2010, les entités Gasoducto NorAndino S.A. («GNAC») et Gasoducto NorAndino Argentina S.A («GNAA»), précédemment contrôlées par le Groupe, et les entités Electroandina S.A. («Electroandina»), Distrinor S.A. («Distrinor») et Central Termoeléctrica Andina S.A. («CTA») précédemment contrôlées conjointement avec Codelco, sont devenues des filiales de l'entité E-CL S.A. («E-CL», anciennement Edelnor S.A.). La participation du Groupe dans Inversiones Hornitos S.A. («CTH»), entité contrôlée conjointement avec Amsa Holding, a également été transférée à E-CL.

Les pactes d'actionnaires avec Codelco existant antérieurement ont pris fin à cette date. Le Groupe détient désormais, par l'intermédiaire de sa filiale SEA, un intérêt de 52,4% dans E-CL, le solde étant détenu par Codelco (40,0%) et un flottant de 7,6% demeurant coté sur la bourse de Santiago (Chili). À partir du 29 janvier, E-CL et ses filiales sont intégrés globalement dans les comptes consolidés du Groupe, à l'exception de CTH qui continue à être consolidé par intégration proportionnelle.

La parité d'échange a été déterminée en fonction de valorisations établies sur la base des flux de trésorerie futurs actualisés des différentes entités concernées. Suite à la prise de contrôle de Electroandina, Distrinor, CTA et E-CL et en application de la norme IFRS 3 révisée, le Groupe a réévalué à la juste valeur les intérêts précédemment détenus et a constaté la dilution sur les intérêts détenus dans CTH. L'effet de ces opérations qui s'élève à 167 millions d'euros (dont 148 millions d'euros au titre des effets de réévaluation des intérêts précédemment détenus), ainsi que les frais d'acquisition de 2 millions d'euros sont comptabilisés sur la ligne «Effets de périmètre» du résultat des activités opérationnelles (voir Note 5.4 «Effets de périmètre»).

Le Groupe a décidé d'évaluer la participation ne donnant pas le contrôle à la part proportionnelle dans l'actif net identifiable des entités acquises.

La juste valeur de la contrepartie transférée est constituée de la juste valeur des participations apportées pour un montant de 80 millions d'euros et d'un paiement de 93 millions d'euros sous forme de trésorerie.

Au 31 décembre 2010, la comptabilisation du regroupement d'entreprises est définitive.

Le tableau ci-dessous présente la juste valeur à la date d'acquisition des actifs et passifs identifiables des entités Electroandina, Distrinor, E-CL et CTA (en millions d'euros) :

En millions d'euros

Actifs non courants	
Immobilisations incorporelles nettes	322
Immobilisations corporelles nettes	884
Autres actifs	70
Actifs courants	
Autres actifs	175
Trésorerie et équivalents de trésorerie	144
Passifs non courants	
Autres passifs	150
Impôts différés passif	124
Passifs courants	
Autres passifs	405
TOTAL ACTIF NET (100%)	915
Contrepartie transférée	173
Réévaluation des intérêts précédemment détenus	307
Participation ne donnant pas le contrôle	435
GOODWILL	0

L'incidence de l'acquisition de ces entités sur les flux de trésorerie du Groupe, soit le paiement sous forme de trésorerie net de la trésorerie acquise ainsi que le décaissement des frais d'acquisition, s'élève à – 6 millions d'euros.

Les impacts complémentaires sur le chiffre d'affaires et le résultat net part du Groupe à compter de la date de fusion s'élèvent respectivement à 498 et 25 millions d'euros.

Si la fusion avait eu lieu le 1er janvier 2010, le Groupe aurait constaté des compléments de chiffre d'affaires et de résultat net part du Groupe s'élevant respectivement à 34 millions d'euros et de 3 millions d'euros.

2.1.3 Décroisement des participations communes dans l'eau avec Veolia Environnement

Le 23 mars 2010, suite aux consultations des instances représentatives du personnel des sociétés concernées et à l'accord des autorités européennes de la Concurrence, SUEZ Environnement et Veolia Environnement ont annoncé le décroisement de l'ensemble de leurs participations communes dans des sociétés (dites «paritaires») de gestion de l'eau en France.

Ces sociétés étaient précédemment comptabilisées par intégration proportionnelle dans les états financiers du Groupe.

Au terme de ce processus, lancé le 19 décembre 2008, SUEZ Environnement via sa filiale Lyonnaise des Eaux, a pris le contrôle des huit sociétés suivantes dont elle détient désormais 100% du capital :

- Société d'Exploitation du Réseau d'Assainissement de Marseille (SERAM) ;
- Société Provençale des Eaux (SPE) ;
- Société des Eaux du Nord (SEN) et ses filiales ;
- Société des Eaux de Versailles et de Saint-Cloud (SEVESC) et ses filiales ;
- Société Martiniquaise des Eaux (SME) ;
- Société Guyanaise des Eaux (SGDE) ;
- Société Stéphanoise des Eaux (SSE) ;
- Société Nancéienne des Eaux (SNE).

Ces sociétés sont dorénavant consolidées par intégration globale dans les états financiers du Groupe.

Lyonnaise des Eaux a, en parallèle, transféré à Veolia-Eau l'intégralité de ses participations dans la Société des Eaux de Marseille, ainsi que dans la Société des Eaux d'Arles, générant une plus-value consolidée de 81 millions d'euros (voir Note 5.4 «Effets de périmètre»).

Le Groupe a réévalué à la juste valeur à la date d'acquisition les intérêts précédemment détenus par Lyonnaise des Eaux dans les huit sociétés dont il a pris le contrôle ; soit un montant total de 148 millions d'euros. L'effet de cette réévaluation sur le compte de résultat, qui s'élève à 120 millions d'euros, est présenté sur la ligne «Effets de périmètre» du résultat des activités opérationnelles (voir Note 5.4 «Effets de périmètre»).

Au 31 décembre 2010, la comptabilisation du regroupement d'entreprises est définitive.

Le tableau ci-dessous présente la juste valeur à la date d'acquisition des actifs et passifs identifiables :

En millions d'euros

Actifs non courants	
Immobilisations incorporelles nettes	265
Immobilisations corporelles nettes	72
Autres actifs	1
Impôts différés actifs	16
Actifs courants	
Autres actifs	16
Trésorerie et équivalents de trésorerie	30
Passifs non courants	
Autres passifs	182
Impôts différés passifs	61
Passifs courants	
Autres passifs	81
TOTAL ACTIF NET (À 100%)	**76**
Contrepartie transférée	131
Réévaluation des intérêts précédemment détenus	148
GOODWILL	**203**

L'estimation des provisions a été revue conformément aux principes d'IFRS 3 Révisée qui prévoit notamment la comptabilisation de provisions au titre des passifs éventuels, résultant de litiges en cours à la date de l'acquisition (voir Note 26 «Litiges et concurrence»).

Le goodwill de 203 millions d'euros représente principalement une part de marché ainsi que des synergies avec le Groupe.

L'impact complémentaire sur le chiffre d'affaires consolidé du Groupe depuis la date de prise d'effet de cette opération s'élève à + 10 millions d'euros en 2010.

2.1.4 Prise de contrôle dans Astoria

Le 7 janvier 2010, le Groupe a porté à 65,4% sa participation, directe et indirecte, dans la centrale au gaz naturel d'Astoria Energy, Phase I (575 MW), située dans le Queens à New York City. GDF SUEZ a pris ainsi le contrôle de cette installation, désormais intégrée globalement dans les états financiers du Groupe. Précédemment, le Groupe détenait depuis le 16 mai 2008 une participation mise en équivalence de 14,8% dans la centrale. À la date d'acquisition, la juste valeur de la contrepartie transférée sous forme de trésorerie s'élève à 148 millions d'euros. Par ailleurs, le Groupe s'est engagé à transférer une contrepartie complémentaire conditionnelle dépendant de la performance d'Astoria Energy, Phase I ; la juste valeur de ce complément de prix conditionnel, à la date d'acquisition, est estimée à 8 millions d'euros.

Au 31 décembre 2010, la comptabilisation du regroupement d'entreprises est définitive. Le goodwill comptabilisé au titre de ce regroupement d'entreprise est non significatif.

Depuis la date d'acquisition, la contribution d'Astoria au chiffre d'affaires s'élève à 189 millions d'euros. Sa contribution au résultat net part du Groupe 2010 est négligeable.

2.1.5 Cessions des participations du Groupe Fluxys et Fluxys LNG

Dans le cadre de la modification du contexte légal et de la Loi gaz stipulant que les fournisseurs ou leurs entreprises liées ne peuvent détenir plus de 24.99% du capital ou des actions assorties d'un droit de vote d'un gestionnaire d'une infrastructure de transport, GDF SUEZ et Publigaz ont conclu, en mars 2010, un accord portant sur la cession de la totalité de la participation détenue par le Groupe dans Fluxys (38,5%).

La transaction a été réalisée le 5 mai 2010. La cession des 270 530 parts s'est effectuée au prix de 2 350 euros par action, pour un montant total de 636 millions d'euros.

L'accord avec Publigaz prévoyait également que le Groupe GDF SUEZ transfère à Fluxys sa participation de 6,8% dans Fluxys LNG. Depuis le 5 mai 2010, GDF SUEZ est donc également sorti du capital de Fluxys LNG. La cession des parts de Fluxys LNG s'est effectuée au prix de 28 millions d'euros.

L'opération réalisée dégage une plus-value consolidée de 422 millions d'euros pour GDF SUEZ (voir Note 5.4 «Effets de périmètre»).

Au 31 décembre 2009, la contribution de ces entités au résultat des sociétés associées s'était élevée à 57 millions d'euros.

2.1.6 Cession d'Elia

Le Groupe GDF SUEZ a finalisé la cession, à Publi-T, de 12,5% de la participation de sa filiale Electrabel S.A. dans Elia S.A. (Elia) le 10 mai 2010. La cession des 6 035 522 parts s'est effectuée au prix de 26,50 euros par action pour un montant total de 160 millions d'euros.

Le Groupe a par ailleurs cédé le 18 mai 2010 les 11,7% résiduels dans Elia S.A au prix de 27 euros par action pour un montant total de 153 millions d'euros. Au terme de cette seconde opération, le Groupe n'a plus d'intérêt en Elia.

Ces cessions génèrent une plus-value consolidée de 238 millions d'euros pour GDF SUEZ (voir Note 5.4 «Effets de périmètre»).

Au 31 décembre 2009, la contribution d'Elia au résultat des sociétés associées s'était élevée à 23 millions d'euros.

2.1.7 Autres opérations 2010

Diverses acquisitions et prises de participation (rachat des minoritaires de Gaselys, prise de contrôle de GNL Mejillones au Chili, consolidation par intégration proportionnelle des activités de PTTNGD en Thaïlande suite à la modification des statuts de cette société, dont les incidences individuelles et cumulées sur les états financiers du groupe sont non significatives, ont été réalisées au cours de l'exercice 2010.

2.2 Suivi des principales acquisitions de l'exercice 2009 : finalisation en 2010 de la comptabilité d'acquisition liée à ces transactions

2.2.1 Échange de capacités de production d'énergie en Europe

Electrabel et E.ON ont signé le 31 juillet 2009 des accords concernant l'échange de capacités de production électrique conventionnelles et nucléaires. Les Conseils d'Administration des deux parties ainsi que les autorités en charge de la concurrence ont validé les accords et l'échange a été réalisé le 4 novembre 2009.

À l'issue de cette transaction, Electrabel a acquis auprès d'E.ON des centrales conventionnelles d'une puissance de 860 MW et des capacités hydrauliques d'environ 132 MW pour un montant de 551 millions d'euros. Cette acquisition avait été qualifiée de regroupement d'entreprises. Le goodwill provisoire comptabilisé au 31 décembre 2009 s'élevait à 453 millions d'euros.

Au 31 décembre 2010, le Groupe a finalisé son exercice d'évaluation de la juste valeur des centrales acquises. Le goodwill définitif s'élève à 118 millions d'euros.

Pour rappel, les autres incidences de cette transaction globale avec E.ON sur l'exercice 2009 sont les suivantes :

Electrabel a cédé à E.ON la centrale au charbon et biomasse de Langerlo (556 MW) et la centrale au gaz de Vilvoorde (385 MW). Cette opération, réalisée pour un montant de 505 millions d'euros, a généré une plus-value de 108 millions d'euros dans les comptes de GDF SUEZ.

Le Groupe a acquis quelque 700 MW de droits de tirage dans des centrales nucléaires en Allemagne. Ces droits sont comptabilisés en autres créances au titre de livraisons futures à recevoir.

Le Groupe a également cédé environ 770 MW de droits de tirage dans des centrales nucléaires avec des points de livraison en Belgique et aux Pays-Bas. Les droits de tirage cédés sont comptabilisés en acomptes reçus au titre d'obligations de livraisons futures à réaliser.

Cette transaction d'ensemble n'avait pas donné lieu à échange de trésorerie entre Electrabel et E.ON.

2.2.2 Autres acquisitions

Diverses autres acquisitions, non significatives individuellement, avaient été réalisées sur l'exercice 2009.

La finalisation de l'affectation du coût de ces regroupements d'entreprises a été réalisée au cours de l'exercice 2010 et n'a pas entraîné de changements significatifs.

2.3 Autres opérations de l'exercice 2009

Dans le cadre des engagements pris à l'égard de la Commission Européenne pour la réalisation de la fusion des deux Groupes, SUEZ et Gaz de France s'étaient engagés à réaliser un certain nombre de cessions. Certaines de ces transactions sont intervenues au cours de l'exercice 2009 :

- le 20 janvier 2009, GDF SUEZ a finalisé la cession à Centrica de la totalité de ses titres dans la société belge Segebel (soit 50% de Segebel), société qui détient elle-même 51% du capital de SPE. Le montant de la transaction s'est élevé à 585 millions d'euros et n'a pas généré de résultat de cession ;
- dans le cadre des engagements vis-à-vis du gouvernement belge (l'Accord Pax Electrica II), le Groupe avait signé le 12 juin 2008 des conventions avec SPE afin d'augmenter la quote-part de cette dernière dans la production d'énergie électrique en Belgique. La convention de mise à disposition réciproque de 100 MW de puissance et la convention prévoyant l'augmentation de la part SPE, à concurrence de 250 MW, sont entrées en vigueur au cours du premier semestre 2009. La cession pour 180 millions d'euros d'une quote-part de 6,2% dans la

copropriété d'unités nucléaires s'est traduite par la constatation d'un résultat de cession de 70 millions d'euros ;

- dans le cadre de la restructuration de sa participation dans Fluxys, GDF SUEZ s'était engagé à céder à Publigaz un nombre d'actions de Fluxys suffisant pour lui permettre de détenir 51,28% du capital de Fluxys. Le 18 mai 2009, GDF SUEZ a réalisé cet engagement, générant une plus-value de 87 millions d'euros.

Dans le cadre de l'accord signé avec ENI pour la cession de Distrigaz à cette dernière, le Groupe avait finalisé divers accords dans les secteurs du gaz et de l'électricité. Ceux-ci prévoyaient l'acquisition de 1 100 MW de capacité de production électrique virtuelle (VPP) en Italie pour 1 210 millions d'euros, de contrats d'approvisionnement, d'actifs d'Exploration et Production, ainsi que le réseau de distribution de gaz de la municipalité de Rome.

Au 31 décembre 2009, ces accords ont tous été finalisés à l'exception de l'acquisition du réseau de distribution de gaz de la municipalité de Rome qui n'a pas abouti. Au 31 décembre 2010, des négociations sont actuellement menées avec ENI pour trouver une solution alternative conforme aux engagements pris.

NOTE 3 INFORMATION SECTORIELLE

3.1 Secteurs opérationnels

Conformément aux dispositions de la norme IFRS 8 – Information sectorielle, les secteurs opérationnels retenus ci-après pour présenter l'information sectorielle ont été identifiés sur la base du reporting interne utilisé par le Comité de Direction Groupe afin de permettre l'allocation des ressources aux différents secteurs ainsi que l'évaluation de leurs performances. Le Comité de Direction Groupe est le «principal décideur opérationnel» au sens d'IFRS 8.

Ainsi, les secteurs retenus par le Groupe sont au nombre de 10 :

- **Branche Énergie France** – les filiales concernées produisent de l'électricité et commercialisent en France des offres de gaz naturel, électricité et services, aux particuliers, professionnels, et entreprises ;
- **Division Énergie Benelux & Allemagne** – les filiales concernées produisent et commercialisent de l'électricité et/ou du gaz, en Belgique, en Hollande, au Luxembourg et en Allemagne ;
- **Division Énergie Europe** – les filiales concernées produisent de l'électricité, et/ou assurent la transmission, la distribution et la commercialisation de gaz et d'électricité en Europe hors France, Benelux et Allemagne ;
- **Division Énergie Amérique du Nord** – les filiales concernées produisent de l'électricité et commercialisent de l'électricité et du gaz aux États-Unis, au Mexique ainsi qu'au Canada ; elles sont également actives dans l'importation et la regazéification de GNL ;
- **Division Énergie Amérique Latine** – les filiales concernées produisent de l'électricité, et/ou assurent la transmission et la distribution de gaz et d'électricité en Amérique Latine ; depuis 2010, cette Division est également active dans l'importation et la regazéification de GNL au Chili ;
- **Division Énergie Moyen-Orient, Asie et Afrique** – les filiales concernées produisent et commercialisent de l'électricité en Thaïlande, au Laos, à Singapour, en Turquie et dans la péninsule arabique, et interviennent sur le dessalement d'eau de mer dans cette même péninsule ;
- **Branche Global Gaz & GNL** – les filiales concernées assurent l'approvisionnement en gaz du Groupe et commercialisent auprès de grands comptes européens des offres d'énergie et de services associés, par sa production en propre et par des contrats long terme en gaz et GNL ;
- **Branche Infrastructures** – les filiales concernées exploitent, essentiellement en France et en Allemagne, des réseaux de transport, de stockage et de distribution de gaz, des terminaux méthaniers. Elles commercialisent également les droits d'accès des tiers à ces infrastructures ;
- **Branche Énergie Services** - les filiales concernées assurent des prestations d'ingénierie, d'installation, de maintenance ou de gestion déléguée, notamment dans le domaine des équipements électriques ou thermiques, des systèmes de conduites et des réseaux d'énergie ;
- **SUEZ Environnement** – les filiales concernées assurent, au profit de particuliers, de collectivités locales ou d'industriels :
  - des prestations de distribution et de traitement des eaux, notamment dans le cadre de contrats de concession (gestion de l'eau), la conception et construction d'installations (ingénierie de l'eau),
  - et des prestations de collecte et de traitement des déchets, incluant la collecte, le recyclage, le compostage, la mise en décharge et la valorisation énergétique ainsi que le traitement de déchets industriels et spéciaux.

La ligne «Autres» présentée dans les tableaux ci-après regroupe les contributions des entités holdings corporate et de celles dédiées au financement centralisé du Groupe. Ce segment ne comprend pas les holdings en position de tête de branche, qui sont rattachées aux secteurs concernés.

Les méthodes comptables et d'évaluation retenues pour l'élaboration du reporting interne sont identiques à celles utilisées pour l'établissement des comptes consolidés. Les indicateurs EBITDA et Capitaux Engagés Industriels sont réconciliés aux comptes consolidés.

Les principales relations entre secteurs opérationnels concernent d'une part Énergie France et Infrastructures et d'autre part Global Gaz & GNL et Énergie France/Énergie Benelux & Allemagne.

Les prestations relatives à l'utilisation d'infrastructures gazières du Groupe en France sont, à l'exception des infrastructures de stockage, facturées sur base d'un tarif régulé applicable à tous les utilisateurs du réseau. Les prix relatifs à la réservation et à l'utilisation des activités de stockage sont établis par les stockeurs et résultent de mises aux enchères de capacités disponibles.

Quant aux ventes de molécules entre Global Gaz & GNL et Énergie France, elles sont faites en application de la formule représentative des coûts d'approvisionnement compris dans le tarif régulé validé par la CRE (Commission de Régulation de l'Énergie).

La variété des métiers du Groupe et de leur localisation géographique entraîne une grande diversité de situations et de natures de clientèles (industries, collectivités locales et particuliers). De ce fait, aucun client externe du Groupe ne représente à lui seul 10% ou plus du chiffre d'affaires consolidé du Groupe.

3.2 Indicateurs clés par secteur opérationnel

● CHIFFRE D'AFFAIRES

	31 déc. 2010			31 déc. 2009		
En millions d'euros	Hors groupe	Groupe	Total	Hors groupe	Groupe	Total
Énergie France	14 982	475	15 457	13 954	434	14 388
Énergie Europe & International	31 770	277	32 047	28 350	245	28 594
dont : Énergie Benelux & Allemagne	*14 257*	*970*	*15 228*	*13 204*	*964*	14 168
Énergie Europe	*8 084*	*659*	*8 743*	*7 746*	*515*	8 261
Énergie Amérique du Nord	*4 215*	*61*	*4 276*	*3 877*	*45*	3 922
Énergie Amérique Latine	*3 208*	*0*	*3 208*	*2 013*	*0*	2 013
Énergie Moyen-Orient, Asie et Afrique	*2 007*	*0*	*2 007*	*1 511*	*0*	1 511
Élimination des transactions intra BEEI		*(1 414)*	*(1 414)*		*(1 280)*	(1 280)
Global Gaz & GNL	9 173	11 620	*20 793*	10 657	9 813	20 470
Infrastructures	1 203	4 688	*5 891*	1 043	4 570	5 613
Énergie Services	13 486	209	*13 695*	13 621	193	13 814
Environnement	13 863	6	*13 869*	12 283	13	12 296
Autres	0	0	*0*	0	0	0
Élimination des transactions internes		(17 274)	(17 274)		(15 267)	(15 267)
TOTAL DU CHIFFRE D'AFFAIRES	**84 478**	**0**	**84 478**	**79 908**	**0**	**79 908**

EBITDA

En millions d'euros	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Énergie France	1 023	366
Énergie Europe & International	5 831	5 027
dont : Énergie Benelux & Allemagne	*2 272*	*2 123*
Énergie Europe	*1 163*	*1 011*
Énergie Amérique du Nord	*617*	*657*
Énergie Amérique Latine	*1 475*	*1 023*
Énergie Moyen-Orient, Asie et Afrique	*406*	*285*
Global Gaz & GNL	2 080	2 864
Infrastructures	3 223	3 026
Énergie Services	923	921
Environnement	2 339	2 060
Autres	(332)	(253)
TOTAL EBITDA	**15 086**	**14 012**

RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT

En millions d'euros	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Énergie France	646	288
Énergie Europe & International	3 937	3 534
dont : Énergie Benelux & Allemagne	*1 657*	*1 574*
Énergie Europe	*646*	*581*
Énergie Amérique du Nord	*298*	*429*
Énergie Amérique Latine	*1 126*	*833*
Énergie Moyen-Orient, Asie et Afrique	*317*	*197*
Global Gaz & GNL	961	1 450
Infrastructures	2 071	1 947
Énergie Services	598	598
Environnement	1 025	926
Autres	(443)	(395)
TOTAL ROC	**8 795**	**8 347**

● DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS

En millions d'euros	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Énergie France	(418)	(31)
Énergie Europe & International	(1 811)	(1 309)
dont : Énergie Benelux & Allemagne	*(563)*	*(381)*
Énergie Europe	*(492)*	*(421)*
Énergie Amérique du Nord	*(310)*	*(230)*
Énergie Amérique Latine	*(346)*	*(187)*
Énergie Moyen-Orient, Asie et Afrique	*(101)*	*(89)*
Global Gaz & GNL	(1 158)	(1 378)
Infrastructures	(1 159)	(1 083)
Énergie Services	(296)	(294)
Environnement	(975)	(838)
Autres	(85)	(65)
TOTAL DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS	**(5 902)**	**(4 998)**

● PERTES DE VALEUR SUR ACTIFS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS

En millions d'euros	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Énergie France	(87)	(28)
Énergie Europe & International	(371)	(134)
dont : Énergie Benelux & Allemagne	*(43)*	*(111)*
Énergie Europe	*(306)*	*(4)*
Énergie Amérique du Nord	*(12)*	*(9)*
Énergie Amérique Latine	*(9)*	*(5)*
Énergie Moyen-Orient, Asie et Afrique	*0*	*0*
Global Gaz & GNL	(641)	(179)
Infrastructures	(192)	(2)
Énergie Services	(39)	7
Environnement	(85)	(85)
Autres	(52)	(51)
TOTAL PERTES DE VALEUR SUR ACTIFS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS	**(1 468)**	**(472)**

● CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS

En millions d'euros	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Énergie France	7 360	6 890
Énergie Europe & International	36 233	30 230
dont : Énergie Benelux & Allemagne	*9 768*	*8 842*
Énergie Europe	*8 670*	*8 400*
Énergie Amérique du Nord	*6 088*	*4 908*
Énergie Amérique Latine	*8 029*	*5 230*
Énergie Moyen-Orient, Asie et Afrique	*3 703*	*2 820*
Global Gaz & GNL	9 027	9 299
Infrastructures	19 072	18 823
Énergie Services	2 828	2 516
Environnement	13 313	10 059
Autres	155	70
TOTAL CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	**87 987**	**77 888**

La définition des Capitaux Engagés Industriels a été modifiée et intègre désormais les créances IFRIC 4 et IFRIC 12. Les données 2009 ont été modifiées et sont réconciliées avec la définition antérieurement retenue par le Groupe en Note 3.5.

● INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)

En millions d'euros	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Énergie France	791	925
Énergie Europe & International	4 734	4 668
dont : Énergie Benelux & Allemagne	*1 550*	*1 638*
Énergie Europe	*766*	*993*
Énergie Amérique du Nord	*312*	*376*
Énergie Amérique Latine	*1 514*	*1 453*
Énergie Moyen-Orient, Asie et Afrique	*603*	*226*
Global Gaz & GNL	1 149	1 147
Infrastructures	1 787	1 948
Énergie Services	623	621
Environnement	2 350	1 459
Autres	472	392
TOTAL INVESTISSEMENTS	**11 906**	**11 160**

Les investissements financiers inclus dans cet indicateur sont hors trésorerie des entités acquises (548 millions d'euros) mais comprennent les acquisitions d'intérêts complémentaires dans des entités contrôlées, lesquelles sont présentées en tant que flux issus de l'activité de financement dans le tableau de flux de trésorerie (505 millions d'euros).

3.3 Indicateurs clés par zone géographique

Les indicateurs ci-dessous sont ventilés :

- par zone de commercialisation à la clientèle pour le chiffre d'affaires ;
- par zone d'implantation des sociétés consolidées pour les capitaux engagés industriels.

	Chiffre d'Affaires		Capitaux Engagés Industriels	
En millions d'euros	31 déc. 2010	31 déc. 2009	31 déc. 2010	31 déc. 2009
France	31 502	30 724	33 789	32 732
Belgique	11 997	11 557	5 318	5 111
Autres Union Européenne	25 152	25 164	25 460	22 191
Autres pays d'Europe	1 311	1 197	2 040	1 735
Amérique du Nord	5 004	4 642	7 991	6 678
Asie, Moyen Orient et Océanie	4 574	3 203	5 107	4 043
Amérique du Sud	4 050	2 571	8 100	5 271
Afrique	887	851	180	127
TOTAL	**84 478**	**79 908**	**87 987**	**77 888**

La définition des Capitaux Engagés Industriels a été modifiée et intègre désormais les créances IFRIC 4 et IFRIC 12. Les données 2009 ont été modifiées et sont réconciliées avec la définition antérieurement retenue par le Groupe en Note 3.5.

3.4 Réconciliation de l'EBITDA

● RÉCONCILIATION DE L'EBITDA AVEC LE RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT

En millions d'euros	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Résultat Opérationnel Courant	**8 795**	**8 347**
Dotations nettes aux amortissements et provisions	5 899	5 183
Paiements en actions (IFRS 2) et autre	126	218
Charges nettes décaissées des concessions	265	263
EBITDA	**15 086**	**14 012**

3.5 Réconciliation des capitaux engagés industriels aux rubriques de l'état de situation financière

En millions d'euros	31 déc. 2010	31 déc. 2009
(+) Immobilisations incorporelles et corporelles nettes	91 483	81 085
(+) Goodwills	27 567	27 989
(-) goodwill issu de la fusion Gaz de France - Suez [1]	*(11 507)*	*(11 507)*
(+) Créances IFRIC 4 et IFRIC 12 [3]	*1 402*	*1 215*
(+) Participations dans des entreprises associées	1 980	2 176
(+) Clients et autres débiteurs	21 334	19 748
(-) appels de marge [1] [2]	*(547)*	*(1 185)*
(+) Stocks	3 870	3 947
(+) Autres actifs courants et non courants	8 397	6 790
(+) Impôts différés	(10 768)	(10 437)
(-) Provisions	(14 469)	(14 053)
(+) pertes et gains actuariels en capitaux propres (nets d'impôts différés) [1]	*657*	*159*
(-) Fournisseurs et autres créanciers	(14 835)	(12 887)
(+) appels de marge [1] [2]	*542*	*717*
(-) Autres passifs courants et non courants	(16 339)	(14 958)
(-) Autres passifs financiers	(780)	(911)
CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	**87 987**	**77 888**

(1) Ces éléments sont retraités des rubriques de l'état de situation financière pour le calcul des capitaux engagés industriels.

(2) Les appels de marges inclus dans les rubriques «Clients et autres débiteurs» et «Fournisseurs et autres créanciers» correspondent aux avances reçues ou versées dans le cadre des contrats de collatéralisation mis en place par le Groupe afin de diminuer son exposition au risque de contrepartie relatif aux transactions sur matières premières.

(3) Les Capitaux Engagés Industriels intègrent désormais les créances IFRIC 4 et IFRIC 12. Les données 2009 ont été retraitées pour tenir compte de ce changement de définition.

NOTE 4 ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT

4.1 Chiffre d'affaires

La répartition du chiffre d'affaires du Groupe est la suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Ventes d'énergies	55 694	53 090
Prestations de services	26 620	25 258
Produits de location et contrats de construction	2 164	1 560
CHIFFRE D'AFFAIRES	**84 478**	**79 908**

En 2010, les produits de location et les contrats de construction représentent respectivement 889 millions d'euros et 1 275 millions d'euros (contre 737 millions d'euros et 823 millions d'euros en 2009).

4.2 Charges de personnel

En millions d'euros	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Avantages à court terme	(11 262)	(10 891)
Paiements fondés sur des actions	(119)	(221)
Charges liées aux plans à prestations définies	(261)	(159)
Charges liées aux plans à cotisations définies	(113)	(94)
TOTAL	**(11 755)**	**(11 365)**

Les avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme sont présentés en Note 18.

Les paiements fondés sur actions sont détaillés dans la Note 23.

4.3 Amortissements, dépréciations et provisions

En millions d'euros	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Dotations aux amortissements	(5 902)	(4 998)
Variation nette des dépréciations sur stocks et créances commerciales	15	(217)
Variation nette des provisions	(12)	32
TOTAL	**(5 899)**	**(5 183)**

Les amortissements se répartissent en 1 034 millions d'euros pour les immobilisations incorporelles et 4 868 millions d'euros pour les immobilisations corporelles. La répartition par nature d'actif est présentée dans les Notes 10 et 11 respectivement.

L'augmentation des charges d'amortissement provient à la fois de l'effet des regroupements d'entreprises et des mises en service effectuées en 2010 (centrales thermiques en France, terminaux méthaniers, barrages hydrauliques au Brésil…) et au cours de l'exercice 2009.

Les dotations nettes aux dépréciations sur stocks et créances commerciales ont diminué sur l'exercice 2010. Cette baisse résulte principalement de moindres dépréciations des créances clients mais également de l'effet de la comptabilisation en tant que créances irrécouvrables de créances douteuses précédemment dépréciées.

NOTE 5 RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES

En millions d'euros	31 déc. 2010	31 déc. 2009
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	8 795	8 347
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(106)	(323)
Perte de valeur des actifs corporels, incorporels et financiers	(1 468)	(472)
Restructurations	(206)	(179)
Effets de périmètre	1 185	367
Autres éléments non récurrents	1 297	434
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	9 497	8 174

5.1 MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel

Cette rubrique présente une charge nette de 106 millions d'euros au 31 décembre 2010 contre une charge nette de 323 millions d'euros au 31 décembre 2009 et résulte essentiellement des éléments suivants :

- l'évolution de la juste valeur de contrats à terme mettant en œuvre des stratégies de couverture économique non éligibles à la comptabilité de couverture représente une charge nette de 139 millions d'euros (contre une charge nette de 285 millions d'euros en 2009). Cette charge nette de la période résulte principalement du débouclement de positions dont la valeur de marché était positive à fin décembre 2009. Cet effet négatif net est partiellement compensé par l'effet positif de la baisse de l'euro par rapport au dollar américain et à la livre sterling sur les couvertures de risque de change des contrats d'achats de gaz et de charbon en devises ainsi que par un effet prix globalement positif résultant des variations sur la période des prix des matières premières sous-jacentes ;
- l'impact lié au calcul de l'inefficacité des stratégies de couverture de flux de trésorerie futurs sur actifs non financiers et de la déqualification de certains instruments de couverture du risque de matières premières est positif à hauteur de 33 millions d'euros (négatif à hauteur de 38 millions d'euros en 2009).

5.2 Pertes de valeur sur actifs corporels, incorporels et financiers

En millions d'euros	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Pertes de valeur :		
Goodwills	(169)	(8)
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles	(1 220)	(436)
Actifs financiers	(113)	(103)
Autres	(0)	22
TOTAL DES PERTES DE VALEUR D'ACTIFS	**(1 502)**	**(526)**
Reprises de pertes de valeur :		
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles	13	40
Actifs financiers	20	14
TOTAL DES REPRISES DE PERTES DE VALEUR	**34**	**53**
TOTAL	(1 468)	(472)

5.2.1 Pertes de valeur sur goodwills

Le Groupe a comptabilisé une perte de valeur de 134 millions d'euros sur le goodwill relatif à une société de distribution de gaz en Turquie. Les difficultés persistantes d'un client industriel important ainsi que le risque de révision du régime tarifaire applicable à compter de 2017 ont conduit le Groupe à revoir à la baisse la valorisation de cette activité en Turquie. La valeur d'utilité de cette unité génératrice de trésorerie (UGT) a été déterminée à partir des prévisions de flux de trésorerie issues du plan à moyen terme sur six ans approuvé par le Comité de Direction Groupe et, au-delà de cette période, sur les projections de flux de trésorerie intégrant les hypothèses de révision du régime tarifaire. Les estimations retenues concernant les variables clés du test à savoir les hypothèses de croissance de la consommation de gaz, le régime tarifaire applicable à compter de 2017 reflètent les meilleures estimations du Management. Le taux d'actualisation appliqué, qui a été établi à partir des données de marché disponibles, s'élève à 9,7%. Le Groupe a également comptabilisé une perte de valeur de 175 millions d'euros (133 millions d'euros net de l'effet impôt) au titre de ses activités de transport de gaz en Allemagne suite à la décision du régulateur allemand (BNetza) de réduire les conditions de tarification des gestionnaires de réseau de transport (partenaires de réseaux pipe-in-pipe) en Allemagne. La valeur d'utilité de l'unité générative de trésorerie Transport Allemagne a été déterminée à partir des prévisions de flux de trésorerie jusque 2022 et d'une valeur terminale correspondant à la valeur estimée de la base d'actifs régulée en 2023. Le taux d'actualisation utilisé s'élève à 5,1%. La perte de valeur a été imputée sur le goodwill de l'UGT Transport Allemagne, soit 27 millions d'euros, et sur les immobilisations corporelles et incorporelles du réseau Mégal à hauteur de 148 millions d'euros.

5.2.2 Pertes de valeur sur immobilisations corporelles et incorporelles hors goodwill

Les pertes de valeur constatées au 31 décembre 2010 proviennent essentiellement du portefeuille de contrats d'approvisionnement long terme en gaz (perte de 548 millions d'euros) et de certains actifs d'exploration production (perte de 95 millions d'euros) de la Branche Global Gaz & GNL, d'un actif de production d'électricité espagnol (perte de 131 millions d'euros) de la Division Énergie Europe ainsi que du réseau de transport de gaz Mégal (perte de 148 millions d'euros) de la Branche Infrastructures (cf. partie 5.2.1).

La persistance du phénomène de décorrélation des prix du gaz et du pétrole dans un marché marqué par une situation d'excédent de gaz par rapport à la demande a conduit le Groupe à constater une perte de valeur de 548 millions d'euros sur son portefeuille de contrats d'approvisionnement long terme en gaz. L'actif incorporel correspondant à ce portefeuille de contrats d'approvisionnement provient en grande partie du montant alloué à ces contrats dans le cadre de la comptabilisation du regroupement d'entreprises entre SUEZ et Gaz de France en 2008. La valeur recouvrable de ce portefeuille d'actifs a été déterminée à partir des prévisions de flux de trésorerie sur la durée de vie résiduelle des contrats en utilisant, compte tenu de la nature des actifs sous-jacents, un scénario « low » concernant les hypothèses de recorrélation des prix du gaz et du pétrole (cf Note 9.3.2.). Le taux d'actualisation utilisé s'élève à 7,0%.

Du fait de perspectives de développement moins favorables que prévues, certains actifs de production et licences d'exploration en Égypte, en Libye et dans le Golfe du Mexique, ont fait l'objet de réductions de valeur pour un montant de 95 millions d'euros

Une perte de valeur de 131 millions d'euros a été comptabilisée sur un actif de production d'électricité en Espagne afin de tenir compte de sa situation économique dégradée. La valeur d'utilité de cet actif a été calculée à partir des prévisions de flux de trésorerie qui se fondent sur le plan à moyen terme sur six ans approuvé par le Comité de Direction Groupe, et au-delà de cet horizon sur les projections de flux de trésorerie futurs estimés jusqu'à la fin de la durée de vie de la centrale. Le taux d'actualisation appliqué à ces prévisions s'élève à 7,7%.

Sur l'exercice 2009, le Groupe a déprécié des licences d'exploration dans le Golfe du Mexique et en Lybie pour 177 millions d'euros et constaté une perte de valeur pour 113 millions d'euros suite à l'abandon du projet de seconde centrale au charbon en Allemagne située à Brunsbüttel-Stade.

5.2.3 Pertes de valeur sur actifs financiers

Le Groupe a comptabilisé au 30 juin 2010 une perte de valeur complémentaire de 46 millions d'euros sur les titres Gas Natural (cf. Note 14.1.1 «Titres disponibles à la vente»). Ces titres ont par la suite été cédés au cours du second semestre (cf. Note 14.1.1). Les autres pertes de valeur constatées sur les titres disponibles à la vente ne sont pas significatives individuellement.

Les pertes de valeurs comptabilisées au cours de l'exercice 2009 portaient également principalement sur les titres Gas Natural (33 millions d'euros).

5.3 Restructurations

Au 31 décembre 2010, les restructurations comprennent principalement des coûts d'adaptation au contexte économique de SUEZ Environnement (83 millions d'euros) et dans la Branche Énergie Services (86 millions d'euros). Ce poste comprend également les coûts relatifs aux regroupements de sites à Bruxelles (16 millions d'euros).

Sur l'exercice 2009, les restructurations correspondaient également à des coûts d'adaptation au contexte économique de SUEZ Environnement et dans la Branche Énergie Services, ainsi qu'à des coûts d'intégration des activités de COFATHEC dans la Branche Énergie Services.

5.4 Effets de périmètre

Au 31 décembre 2010, ce poste comprend les résultats de cession des titres Fluxys (422 millions d'euros), Elia (238 millions d'euros), ainsi que de la Société des Eaux de Marseille et de la Société des Eaux d'Arles dans le cadre du décroisement des participations communes dans l'eau avec le groupe Veolia Environnement (81 millions d'euros) (cf. Note 2 «Principales variations de périmètre»).

Par ailleurs, ce poste inclut également les effets de réévaluation des intérêts précédemment détenus (i) au Chili sur les actifs électriques et de transport pour 148 millions d'euros (ii) dans la Lyonnaise des Eaux suite à la prise de contrôle d'entités dans le cadre du décroisement des participations communes avec le Groupe Veolia Environnement pour 120 millions d'euros et (iii) dans le cadre de la prise de contrôle du groupe Hisusa/Agbar pour 167 millions d'euros. Ces trois opérations sont décrites en Note 2 «Principales variations de périmètre».

En millions d'euros	Référence Note 2	Résultat de cession	Frais d'acquisition/ cession	Résultat de réévaluation	Total
Opérations de la période					
Prise de contrôle du Groupe Hisusa/Agbar	2.1.1		(9)	167	158
Fusion d'entités au Chili	2.1.2	19	(2)	148	165
Cession partielle de Central Termoelectrica Andina («CTA»)		18			18
Décroisement des participations avec Véolia	2.1.3	81		120	201
Cession des participations du groupe Fluxys et Fluxys LNG	2.1.5	422	(3)		419
Cession d'Elia	2.1.6	238	(4)		234
Autres					(10)
TOTAL DES EFFETS DE PÉRIMÈTRE					1 185

Au 31 décembre 2009, ce poste ne comprenait que des résultats de cession dont les plus significatifs étaient relatifs aux ventes partielles de participations du Groupe dans les Intercommunales wallonnes et dans le groupe Fluxys.

5.5 Autres éléments non récurrents

Au 31 décembre 2010, ce poste comprend essentiellement l'effet de la revue de l'échéance des provisions pour démantèlement des infrastructures gaz en France (Transport et Distribution) pour un montant de 1 141 millions d'euros.

Ces provisions couvrent les obligations de mise en sécurité des réseaux de distribution et de transport à la fin de leur exploitation, laquelle est estimée sur la base des réserves mondiales de gaz connues.

Compte tenu des études récentes sur les réserves de gaz, le Groupe a été conduit, en 2010, à revoir l'échéance de ses obligations juridiques. En effet, sur la base de la publication de l'Agence Internationale de l'Énergie qui repousse l'estimation de la fin des réserves prouvées et probables de gaz compte tenu notamment des niveaux actuels de production à un horizon de 250 ans, l'actualisation de ces provisions sur un horizon aussi lointain conduit à une valeur actuelle quasi nulle. Ces provisions pour démantèlement avaient été constituées en 2008, dans le cadre du regroupement d'entreprises entre SUEZ et Gaz de France, sans contrepartie à l'actif compte tenu de leurs caractéristiques. En conséquence, la provision pour démantèlement de ces infrastructures gaz en France a été reprise pour sa quasi totalité en résultat.

Ce poste comprend également les résultats réalisés sur les cessions de titres non consolidés VNG et Gas Natural.

Au 31 décembre 2009, les «Autres éléments non récurrents» étaient principalement constitués des plus-values comptabilisées dans le cadre des cessions de capacités de production de 250 MW à SPE, et des centrales de Langerloo et Vilvoorde à E.ON, ainsi que l'effet de certaines des procédures engagées vis-à-vis du Groupe par la Commission Européenne. En effet, suite à la décision de la Commission Européenne dans l'affaire E.ON/GDF du 8 juillet 2009, le Groupe avait ajusté le montant de la provision constituée dans le cadre de l'allocation du coût du regroupement d'entreprises issu de la fusion entre Gaz de France et SUEZ aux actifs, passifs et passifs éventuels de Gaz de France, au vu des actions relatives au dossier qui avaient été menées depuis la fusion. Par ailleurs, le Groupe avait constaté l'amende qui lui avait été imposée par la Commission Européenne dans le cadre du dossier de la Compagnie Nationale du Rhône.

NOTE 6 RÉSULTAT FINANCIER

	31 déc. 2010			31 déc. 2009		
En millions d'euros	Charges	Produits	Total	Charges	Produits	Total
Coût de la dette nette	(1 858)	171	(1 686)	(1 707)	441	(1 266)
Autres produits et charges financiers [1]	(953)	417	(535)	(931)	569	(362)
RÉSULTAT FINANCIER	**(2 810)**	**589**	**(2 222)**	**(2 638)**	**1 010**	**(1 628)**

(1) Le rendement des actifs de couverture relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi qui figurait en déduction de la «désactualisation des provisions» a été reclassé vers le poste «autres produits financiers». Les données 2009 ont été retraitées afin d'assurer la comparabilité entre les deux exercices.

6.1 Coût de la dette nette

Les principales composantes du coût de la dette nette se détaillent comme suit :

En millions d'euros	Charges	Produits	Total 31 déc. 2010	31 déc. 2009
Charges d'intérêts sur dette brute	(2 074)	-	(2 074)	(1 917)
Résultat de change sur dettes financières et couvertures	-	16	16	(39)
Résultat latent des couvertures économiques sur emprunts	(126)	-	(126)	265
Résultat sur trésorerie et équivalents de trésorerie, et actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	-	156	156	176
Coûts d'emprunts capitalisés	342	-	342	249
COÛT DE LA DETTE NETTE	**(1 858)**	**171**	**(1 686)**	**(1 266)**

L'augmentation du coût de la dette nette résulte principalement :

- de la hausse des charges d'intérêts sur dette brute qui s'explique par l'augmentation de l'encours moyen de la dette brute (cf. Note 14.3.»Endettement financier net») ;
- des variations de valeur négatives des instruments dérivés (non qualifiées de comptabilité de couverture) mis en place lors des exercices antérieurs pour «fixer» le coût de la dette (baisse des taux par rapport à 2009).

6.2 Autres produits et charges financiers

En millions d'euros	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Autres charges financières		
Désactualisation des provisions [1]	(791)	(763)
Charges d'intérêts sur fournisseurs et autres créanciers	(86)	(81)
Pertes de change	(43)	(75)
Autres charges financières	(32)	(12)
TOTAL	**(953)**	**(931)**
Autres produits financiers		
Rendement attendu des actifs de couverture [1]	204	161
Produits des titres disponibles à la vente	128	235
Produits d'intérêts sur clients et autres débiteurs	50	74
Produits d'intérêts sur prêts et créances au coût amorti	21	87
Autres produits financiers	14	13
TOTAL	**417**	**569**
TOTAL AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	**(535)**	**(362)**

(1) Le rendement des actifs de couverture relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi qui figurait en déduction de la «désactualisation des provisions» a été reclassé vers le poste «autres produits financiers». Les données 2009 ont été retraitées afin d'assurer la comparabilité entre les deux exercices.

NOTE 7 IMPÔTS

7.1 Charge d'impôt dans le compte de résultat

7.1.1 Ventilation de la charge d'impôt dans le compte de résultat

La charge d'impôt comptabilisée en résultat de l'exercice s'élève à 1 913 millions d'euros (contre 1 719 millions d'euros en 2009). La ventilation de cette charge d'impôt s'établit comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Impôt exigible	(2 164)	(1 640)
Impôt différé	251	(79)
CHARGE TOTALE D'IMPÔT COMPTABILISÉE EN RÉSULTAT	**(1 913)**	**(1 719)**

7.1.2 Charge d'impôt théorique et charge d'impôt comptabilisée

La réconciliation entre la charge d'impôt théorique du Groupe et la charge d'impôt effectivement comptabilisée est présentée dans le tableau suivant :

En millions d'euros	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Résultat net	**5 626**	**5 231**
• Part dans les entreprises associées	264	403
• Impôt sur les bénéfices	(1 913)	(1 719)
Résultat avant impôt des sociétés intégrées (A)	**7 275**	**6 547**
Dont sociétés françaises intégrées	*2 010*	*1 841*
Dont sociétés étrangères intégrées	*5 265*	*4 706*
Taux d'impôt normatif en France (B)	34,43%	34,43%
CHARGE D'IMPÔT THÉORIQUE (C) = (A) X (B)	**(2 505)**	**(2 254)**
En effet :		
Différence entre le taux d'impôt normal applicable en France et le taux d'impôt normal applicable dans les juridictions étrangères	125	146
Différences permanentes	(117)	(73)
Éléments taxés à taux réduit ou nul [(a)]	770	477
Compléments d'impôt [(b)]	(299)	(349)
Effet de la non-reconnaissance d'impôts différés actifs sur les déficits fiscaux reportables et les autres différences temporelles déductibles	(220)	(106)
Reconnaissance ou consommation de produits d'impôt sur les déficits fiscaux reportables et les autres différences temporelles déductibles antérieurement non reconnus	91	140
Effet des changements de taux d'impôt	19	20
Crédits d'impôt	199	198
Autres [(c)]	23	82
CHARGE D'IMPÔT INSCRITE AU COMPTE DE RÉSULTAT	**(1 913)**	**(1 719)**
TAUX D'IMPÔT EFFECTIF (CHARGE D'IMPÔT AU COMPTE DE RÉSULTAT RAPPORTÉE AU RÉSULTAT AVANT IMPÔT DES SOCIÉTÉS INTÉGRÉES)	**26,3%**	**26,3%**

(a) Comprend notamment les plus-values sur cessions de titres non taxées en Belgique et en Allemagne, l'effet de la taxation à taux réduit des opérations sur titres en France, l'incidence des régimes fiscaux spécifiques appliqués aux centres de coordination en Belgique et à certaines entités en Thaïlande et l'effet résultat des réévaluations des intérêts précédemment détenus dans le cadre des prises de contrôle en Espagne, en France, au Chili et en Thaïlande.

(b) Comprend notamment la taxe sur les dividendes appliquée dans plusieurs juridictions fiscales, l'impôt sur les activités nucléaires mis à la charge des exploitants d'électricité d'origine nucléaire en Belgique (212 millions d'euros au titre de l'exercice 2010 et 213 millions d'euros au titre de l'exercice 2009) et les impôts régionaux sur les sociétés.

(c) Comprend notamment l'actif d'impôt différé de 118 millions d'euros comptabilisé dans le cadre de la filialisation de l'ingénierie en 2009.

7.1.3 Analyse par catégorie de différence temporelle du produit/de la charge d'impôts différés du compte de résultat

	Impacts résultat	
En millions d'euros	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Impôts différés actifs :		
Reports déficitaires et crédits d'impôts	170	(41)
Engagements de retraite	35	18
Provisions non déduites	106	2
Écart entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	20	160
Mise à juste valeur des instruments financiers (IAS 32/39)	(61)	156
Autres	226	22
TOTAL	**496**	**317**
Impôts différés passifs :		
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	(118)	(76)
Provisions à caractère fiscal	(38)	(13)
Mise à juste valeur des actifs et passifs (IAS 32/39)	146	(35)
Autres	(235)	(272)
TOTAL	**(245)**	**(396)**
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS	251	(79)

7.2 Produits et charges d'impôts différés comptabilisés en «Autres éléments du résultat global»

Les produits et charges d'impôt différé comptabilisés en «Autres éléments du résultat global», ventilés par composantes, sont présentés ci-après :

En millions d'euros	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Actifs financiers disponibles à la vente	(5)	5
Écarts actuariels	158	(50)
Couverture d'investissement net	12	(3)
Couverture de flux de trésorerie	(144)	(329)
TOTAL HORS QUOTE-PART DES ENTREPRISES ASSOCIÉES	**21**	**(377)**
Quote-part des entreprises associées	(1)	7
TOTAL	20	(370)

7.3 Impôts différés dans l'état de situation financière

7.3.1 Variation des impôts différés

La variation des impôts différés constatés dans l'état de situation financière, après compensation par entité fiscale des actifs et passifs d'impôts différés, se ventile de la manière suivante :

En millions d'euros	Actifs	Passifs	Positions nettes
Au 31 décembre 2009	**1 419**	**(11 856)**	**(10 437)**
Effet résultat de la période	496	(245)	251
Effet autres éléments du résultat global	181	(158)	23
Effet périmètre	128	(635)	(507)
Effet change	137	(235)	(98)
Autres effets	131	(131)	0
Effet de présentation nette par entité fiscale	(823)	823	0
AU 31 DÉCEMBRE 2010	**1 669**	**(12 437)**	**(10 768)**

7.3.2 Analyse par catégorie de différence temporelle de la position nette d'impôts différés présentée dans l'état de situation financière (avant compensation par entité fiscale des actifs et passifs d'impôts différés)

	Position de clôture	
En millions d'euros	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Impôts différés actifs :		
Reports déficitaires et crédits d'impôts	1 453	1 301
Engagements de retraite	1 171	1 023
Provisions non déduites	686	495
Écart entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	994	715
Mise à juste valeur des instruments financiers (IAS 32/39)	569	474
Autres	879	671
TOTAL	**5 752**	**4 679**
Impôts différés passifs :		
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	(14 688)	(13 543)
Provisions à caractère fiscal	(264)	(224)
Mise à juste valeur des actifs et passifs (IAS 32/39)	(539)	(425)
Autres	(1 029)	(924)
TOTAL	**(16 520)**	**(15 116)**
Impôts différés nets	**(10 768)**	**(10 437)**

7.4 Impôts différés non comptabilisés

7.4.1 Différences temporelles déductibles non comptabilisées

Au 31 décembre 2010, le montant des reports déficitaires reportables en avant non utilisés et non comptabilisés s'élève à 1 775 millions d'euros pour les déficits ordinaires (effet d'impôts différés actifs non reconnus de 783 millions d'euros). Pour mémoire, l'intégralité des reports déficitaires des intégrations fiscales GDF SUEZ SA et SUEZ Environnement est comptabilisée dans l'état de situation financière.

Suite à un arrêt de la Cour de Justice Européenne en date du 12 février 2009 (arrêt Cobelfret), la Belgique a été condamnée pour le traitement qu'elle appliquait aux déductions fiscales générées suite à l'imputation des revenus définitivement taxés (RDT). Désormais de telles déductions sont reportables dans le temps. Dans certaines entités du Groupe, ces déductions reportables en avant n'ont pas donné lieu à la comptabilisation d'impôts différés actifs faute de perspectives bénéficiaires suffisantes à moyen terme. Elles sont reprises dans le tableau ci-dessous à l'exception de celles de SUEZ-Tractebel SA et GDF SUEZ Belgium (ces deux sociétés sont issues de la scission de SUEZ-Tractebel SA en 2010). Par manque de clarté des dispositions légales et administratives en la matière, notamment en ce qui concerne le sort des reports en cas de fusion, de scission etc. et à cause de certains litiges en cours, il est impossible de déterminer à l'heure actuelle le montant exact des excédents de RDT de SUEZ-Tractebel SA et GDF SUEZ Belgium.

Les dates d'expiration de ces reports déficitaires non comptabilisés sont présentées dans le tableau ci-après :

En millions d'euros	Déficits ordinaires
2011	110
2012	43
2013	48
2014 et au-delà	1 574
TOTAL	**1 775**

Par ailleurs, le Groupe n'a pas comptabilisé les reports déficitaires au taux des « state tax » aux États-Unis (effet impôt de 26 millions d'euros en 2010 et 37 millions d'euros en 2009).

L'effet impôt des autres différences temporelles déductibles non comptabilisées dans l'état de situation financière s'élève à 198 millions d'euros en 2010 comparés à 130 millions d'euros en 2009.

7.4.2 Impôts différés non comptabilisés au titre des différences temporelles taxables liées à des participations dans des filiales, coentreprises et entreprises associées

Aucun impôt différé passif n'a été comptabilisé au titre des différences temporelles pour lesquelles le Groupe est en mesure de contrôler la date à laquelle la différence temporelle s'inversera, et dans la mesure où il est probable que cette différence ne s'inversera pas dans un avenir prévisible. De même, aucun impôt différé passif n'a été comptabilisé au titre des différences temporelles dont le reversement ne donnera lieu à aucun paiement d'impôt (notamment l'exonération des plus-values sur les cessions de titres en Belgique et en France).

NOTE 8 RÉSULTAT PAR ACTION

	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Numérateur *(en millions d'euros)*		
Résultat net part du Groupe [(a)]	4 616	4 477
Dénominateur *(en millions d'actions)*		
Nombre moyen d'actions en circulation	2 188	2 189
Effet des instruments dilutifs :		
• Plan d'actions gratuites réservées aux salariés	5	7
• Plan d'options de souscription et d'achat d'actions réservés aux salariés	5	6
NOMBRE MOYEN D'ACTIONS EN CIRCULATION DILUÉ	**2 197**	**2 203**
Résultat par action *(en euros)*		
Résultat net part du groupe par action	2,11	2,05
Résultat net part du groupe par action dilué	2,10	2,03

(a) La quote-part de résultat net de SUEZ Environnement comprise dans le résultat net part du Groupe de l'exercice 2010 correspond à une quote-part de résultat après déduction du coupon attribuable aux porteurs des titres hybrides SUEZ Environnement qui sont décrits dans la Note 16.8 «Participations ne donnant pas le contrôle». L'effet dilutif lié à ces titres est donc déjà pris en compte dans le résultat net part du Groupe par action.

Le calcul du résultat par action de l'exercice 2009 tient compte de l'impact du versement du dividende en actions réalisé au cours du premier semestre 2009.

Les instruments dilutifs du Groupe pris en compte dans le calcul des résultats dilués par action et le nombre d'actions sur la période sont décrits dans la Note 23. Il n'a pas été tenu compte, dans le calcul du résultat net dilué par action, des plans d'options de souscription attribués aux salariés dont le prix d'exercice est supérieur au cours moyen annuel de l'action GDF SUEZ. Il s'agit des plans de stock-options de 2000, 2001, 2007, 2008 et 2009 décrits dans la Note 23.1.2 «Historique des plans de stock-option GDF SUEZ en vigueur». Dans le futur, ces instruments relutifs au 31 décembre 2010 pourraient potentiellement devenir dilutifs en fonction de l'évolution du cours moyen annuel de l'action.

NOTE 9 GOODWILLS

9.1 Évolution de la valeur comptable

En millions d'euros	Valeur brute	Pertes de valeur	Valeur nette
Au 31 décembre 2008	**27 739**	**(228)**	**27 510**
Acquisitions	1 261		
Perte de valeur		(11)	
Cessions	(411)	0	
Écarts de conversion	34	(11)	
Autres	(385)	1	
Au 31 décembre 2009	**28 238**	**(249)**	**27 989**
Acquisitions	754		
Perte de valeur		(169)	
Cessions	(836)	23	
Écarts de conversion	324	(15)	
Autres	(514)	11	
AU 31 DÉCEMBRE 2010	**27 966**	**(399)**	**27 567**

En 2010, les «Acquisitions» proviennent essentiellement de la prise de contrôle du groupe Hisusa/Agbar (394 millions d'euros), et du décroisement des sociétés paritaires anciennement détenues par Lyonnaise des Eaux et le groupe Veolia Environnement (203 millions d'euros).

Les variations de goodwill enregistrées sur la ligne «Cessions» correspondent essentiellement à la décomptabilisation du goodwill antérieurement reconnu sur le groupe Hisusa/Agbar suite à la prise de contrôle (644 millions d'euros), ainsi qu'à la quote-part de goodwill cédée dans le cadre de la cession des titres Elia (155 millions d'euros).

Le Groupe a comptabilisé une perte de valeur de 134 millions d'euros sur le goodwill d'une société de distribution de gaz en Turquie, ainsi qu'une perte de valeur de 27 millions d'euros sur le goodwill de l'UGT Infrastructures-Transport Allemagne. Les détails complémentaires sur cette perte de valeur sont présentés dans la Note 9.3 «Tests de pertes de valeur sur les UGT goodwill».

La diminution de 514 millions d'euros présentée sur la ligne «Autres» correspond principalement à la finalisation de l'état de situation financière d'entrée des sociétés allemandes acquises auprès d'E.ON en 2009 (336 millions d'euros).

En 2009, les goodwills constatés provenaient principalement des acquisitions de sociétés en Allemagne dans le cadre des accords signés entre Electrabel et E.ON (453 millions d'euros), d'Izgaz en Turquie (179 millions d'euros), de Heron en Grèce (61 millions d'euros), de la prise de participation dans Wuppertal Stadtwerke Énergie und Wasser en Allemagne (101 millions d'euros) ainsi que de l'acquisition de parts supplémentaires dans Swire Sita à Hong Kong (169 millions d'euros).

Les cessions de l'exercice 2009 représentaient une quote-part des goodwills affectés à l'UGT Énergie Benelux & Allemagne et faisaient suite aux différentes opérations de cession opérées par cette UGT (voir à ce sujet les Notes 5.4 et 5.5). Il s'agissait principalement de l'impact des cessions partielles du Groupe dans les Intercommunales wallonnes, de la cession à SPE d'une capacité de production de 250 MW et de l'échange de capacités de production en Europe avec E.ON.

Les autres mouvements de l'exercice 2009 correspondaient à la finalisation de l'état de situation financière d'entrée de FirstLight (– 503 millions d'euros) et de Gaz de France (117 millions d'euros).

9.2 Principales UGT goodwill

La répartition du goodwill par UGT goodwill est la suivante :

UGT *En millions d'euros*	Secteur opérationnel	31 déc. 2010	31 déc. 2009
UGT SIGNIFICATIVES			
Énergie - France	Énergie - France	2 885	2 858
Énergie - Benelux & Allemagne	Énergie - Benelux & Allemagne	7 777	8 124
Midstream/Downstream	Global Gaz & GNL	4 266	4 379
Distribution	Infrastructures	3 880	3 880
AUTRES UGT IMPORTANTES			
Stockage	Infrastructures	1 268	1 268
Transport France	Infrastructures	536	536
Énergie - Europe de l'Est	Énergie - Europe	627	594
Énergie - Amérique du Nord	Énergie - Amérique du Nord	696	631
Sita France	Environnement	529	515
Agbar	Environnement	394	644
AUTRES UGT *(GOODWILLS INFÉRIEURS INDIVIDUELLEMENT À 500 MILLIONS D'EUROS)*		**4 710**	**4 561**
TOTAL		27 567	27 989

La composition de l'UGT Énergie Europe de l'Est a été redéfinie par rapport à l'exercice précédent et exclut essentiellement la Turquie, l'UGT de distribution de gaz en Turquie faisant désormais l'objet d'un test de perte de valeur séparé (cf. Note 9.3.1). Le montant comparatif 2009 a également été retraité.

Les activités relatives aux infrastructures de transport sont désormais suivies par pays. Le montant comparatif 2009 a donc été retraité en conséquence afin de présenter uniquement le goodwill de l'UGT Infrastructures-Transport France.

9.3 Tests de pertes de valeur sur les UGT goodwill

Toutes les Unités Génératrices de Trésorerie goodwill (UGT) font l'objet d'un test de perte de valeur réalisé sur la base de données à fin juin, complété par une revue des événements du second semestre. La valeur recouvrable des UGT est déterminée en utilisant différentes méthodes dont l'actualisation des flux de trésorerie et l'utilisation de la Base des Actifs Régulés (BAR). La méthode de l'actualisation des flux de trésorerie est réalisée à partir des prévisions de flux de trésorerie établies sur un horizon explicite de six ans résultant du plan à moyen terme approuvé par le Comité de Direction Groupe. Lorsque la méthode de l'actualisation des flux de trésorerie est utilisée, l'évaluation de la valeur d'utilité est calculée selon trois scenarii («low», «medium» et «high»). Le scénario «medium», considéré comme étant le plus probable par le Management, est privilégié.

Les valeurs recouvrables résultant des trois scénarii («low», «medium» et «high») reposent sur des hypothèses clés, dont les taux d'actualisation.

Les taux d'actualisation retenus correspondent à un coût moyen pondéré du capital ajusté afin de tenir compte des risques métiers, pays et devises liés à chaque UGT examinée. Ils sont fonction d'un taux de marché sans risque et d'une prime de risque pays.

Les taux, après impôts, retenus en 2010 lors de l'examen de la valeur d'utilité des UGT goodwill pour l'actualisation des flux de trésorerie étaient compris entre 4,6% et 11,6% alors qu'ils étaient compris entre 4,1% et 11,5% en 2009.

9.3.1 Perte de valeur sur goodwill comptabilisée en 2010

Le Groupe a comptabilisé une perte de valeur de 134 millions d'euros sur une société de distribution de gaz en Turquie et une perte de valeur de 27 millions d'euros sur le goodwill de l'UGT Infrastructures-Transport Allemagne. Les circonstances ayant conduit le Groupe à comptabiliser ces pertes de valeur ainsi que les modalités de calcul des valeurs recouvrables sont présentées dans la Note 5.2.1 «Pertes de valeur sur goodwills».

En dehors de ces deux UGT, le Groupe a estimé, à l'issue des tests de perte de valeur, qu'il n'y avait pas lieu de constater de perte de valeur sur les autres goodwills du Groupe.

9.3.2 UGT significatives

A l'exception des UGT Énergie France, Énergie - Benelux & Allemagne, «Midstream/Downstream» et Distribution décrites ci-après, le montant individuel des différents goodwills ne représente pas plus de 5% de la valeur totale des goodwills du Groupe.

Le Groupe estime, sur base des événements raisonnablement prévisibles à ce jour, que d'éventuels changements des hypothèses clés décrites ci-dessous n'entraîneraient pas une insuffisance de la valeur recouvrable par rapport à la valeur comptable.

Goodwill affecté à l'UGT Énergie-France

Le montant total du goodwill affecté à cette UGT s'élève à 2 885 millions d'euros au 31 décembre 2010. L'UGT Énergie France représente un ensemble d'activités allant de la production d'électricité à la commercialisation de gaz, d'électricité et des services associés et de solutions d'éco-confort dans l'habitat.

La valeur recouvrable est déterminée par référence à la valeur d'utilité du groupe d'actifs, calculée principalement à partir des prévisions de flux de trésorerie qui se fondent sur le plan moyen terme sur six ans approuvé par le Comité de Direction Groupe. Les principales hypothèses utilisées sont liées aux conditions d'exploitation prévues par le Comité de Direction Groupe, notamment les évolutions de la réglementation tarifaire, les prix de marché, les perspectives futures de marchés ainsi que les taux d'actualisation à appliquer. Les valeurs affectées aux hypothèses reflètent l'expérience passée ainsi que les meilleures estimations des prix de marché.

Les horizons de projections de flux de trésorerie futurs suivent soit la durée de vie des actifs sous-jacents soit celle des contrats sur lesquels sont adossées les activités des entités constitutives de cette UGT.

Les taux d'actualisation retenus, compris entre 6,1% et 11,0% correspondent à un coût moyen pondéré du capital afin de tenir compte des risques métiers liés aux différents actifs de l'UGT.

Une augmentation de 0,5% du taux d'actualisation utilisé aurait un impact négatif de 21% sur l'excédent de la valeur recouvrable par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une diminution de 0,5% du taux d'actualisation utilisé aurait quant à elle un impact positif de 24% sur ce calcul.

Goodwill affecté à l'UGT Énergie-Benelux & Allemagne

Le montant total des goodwills affectés à cette UGT s'élève à 7 777 millions d'euros au 31 décembre 2010. Cette UGT regroupe les activités de production, de commercialisation et de distribution d'électricité du Groupe en Belgique, aux Pays-Bas, au Luxembourg et en Allemagne.

Le test annuel sur la valeur recouvrable de cette UGT a été réalisé sur la base d'une estimation de la valeur d'utilité de cette UGT.

Cette estimation utilise des projections de flux de trésorerie établies à partir des prévisions financières approuvées par le Comité de Direction Groupe, couvrant une période de six ans, et des taux d'actualisation retenus compris entre 6,6% et 9,0%. Une valeur terminale a été déterminée par l'extrapolation des flux de trésorerie au-delà de cette période sur base d'un taux de croissance égal à l'inflation attendue de 2%.

Les hypothèses clés comprennent notamment le taux d'actualisation, et les valeurs assignées aux prix à long terme de l'électricité et des combustibles. Les valeurs utilisées reflètent les meilleures estimations des prix de marché tandis que les consommations de combustibles ont été estimées en tenant compte de l'évolution prévisible du parc de production. Les taux d'actualisation retenus sont en cohérence avec les sources externes d'informations disponibles.

Une augmentation de 0,5% du taux d'actualisation utilisé aurait un impact négatif de 54% sur l'excédent de la valeur recouvrable par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une diminution de 0,5% du taux d'actualisation utilisé aurait quant à elle un impact positif de 64% sur ce calcul.

L'impact d'une diminution du spread moyen de 1 euros/MWh sur la valeur terminale aurait un impact négatif de 32% sur l'excédent de la valeur recouvrable par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une augmentation du spread moyen de 1 euros/MWh sur la valeur terminale aurait quant à elle un impact positif de 32% sur ce calcul.

Goodwill affecté à l'UGT «Midstream/Downstream»

Le montant total du goodwill affecté à cette UGT s'élève à 4 266 millions d'euros au 31 décembre 2010. Cette UGT regroupe les entités du Groupe qui assurent l'approvisionnement en gaz du Groupe au travers des contrats d'approvisionnement et du recours aux marchés organisés, et qui commercialisent des offres d'énergie et de services énergétiques associés auprès des très grands clients du Groupe en Europe.

La valeur recouvrable de l'UGT «Midstream/Downstream» est également calculée à partir de la valeur d'utilité en utilisant les prévisions de flux de trésorerie. Les taux d'actualisation appliqués à ces prévisions sont compris entre 7,0% et 9,0% en fonction des risques métiers et des pays concernés. La valeur recouvrable intègre une valeur terminale pour la période au-delà de ces six ans, déterminée par application du taux de croissance long terme (compris entre 0 et 2% selon les activités) à l'EBITDA normatif de la dernière année des prévisions.

Les principales hypothèses et estimations clés comprennent notamment les taux d'actualisation, les prix des hydrocarbures retenus, l'évolution de la parité euro/dollar, les perspectives futures des marchés, ainsi que les prévisions concernant l'horizon de recorrélation des prix du gaz et du pétrole. Les valeurs retenues reflètent les meilleures estimations des prix de marché et de l'évolution future attendue de ces marchés.

Dans le scenario «medium», qui constitue le scenario retenu par le Management dans son plan moyen terme, le Groupe prévoit une recorrélation des prix du gaz et du pétrole à compter de 2013 (partiel) – 2014 (complet).Si cette recorrélation devait être retardée de 2 ans (scenario «low») par rapport au scenario «medium»,

l'excédent de la valeur recouvrable par rapport à la valeur comptable serait diminué de 44%, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable, Dans le cas où cette recorrélation devait intervenir un an plus tôt (scenario «high») que dans le scenario «medium», l'excédent de la valeur recouvrable par rapport à la valeur comptable augmenterait de 25%.

Une augmentation de 0,5% du taux d'actualisation utilisé aurait un impact négatif de 63% sur l'excédent de la valeur recouvrable par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une diminution de 0,5% du taux d'actualisation utilisé aurait un effet positif de 73% sur ce calcul.

Une augmentation de 0,5% du taux de croissance long terme utilisé pour la détermination de la valeur terminale aurait un impact positif de 48% sur l'excédent de la valeur recouvrable par rapport à la valeur comptable. Une diminution de 0,5% taux de croissance long terme utilisé aurait quant à elle un impact négatif de 42% sur ce calcul, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable.

Goodwill affecté à l'UGT Distribution

Le montant total du goodwill affecté à cette UGT s'élève à 3 880 millions d'euros au 31 décembre 2010. L'UGT Distribution regroupe les activités de distribution de gaz en France.

La valeur recouvrable de l'UGT Distribution a été déterminée par l'application d'une méthode d'évaluation fondée sur la Base des Actifs Régulés (BAR). La BAR est la valeur attribuée par le régulateur aux actifs exploités par l'opérateur de distribution. Elle est la somme des cash flows futurs avant impôt, actualisés à un taux égal au taux de rémunération avant impôt garanti par le régulateur.

9.3.3 Autres UGT importantes

Le tableau ci-dessous décrit les hypothèses utilisées dans l'examen de la valeur recouvrable des principales autres UGT. La méthode de l'actualisation des flux de trésorerie (DCF) est utilisée dans le cadre de la détermination de la valeur d'utilité. La valeur recouvrable de certaines UGT est déterminée à partir de la BAR ou de valorisations établies dans le cadre de transactions récentes.

UGT	Secteur opérationnel	Méthode de valorisation	Taux d'actualisation
Énergie - Europe de l'Est	Énergie - Europe	DCF + BAR	8,2% - 11,5%
Énergie - Amérique du Nord	Énergie - Amérique du Nord	DCF	6,1% - 10,3%
Stockage	Infrastructures	DCF	6,2%
Transport France	Infrastructures	DCF	5,5%
Sita France	Environnement	DCF	5,6%
Agbar	Environnement	DCF + confirmation par multiple	6,7% - 11,6%

9.4 Répartition sectorielle

La répartition par secteur opérationnel de la valeur comptable des goodwills s'établit comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Énergie - France	2 885	2 858
Énergie - Europe & International	10 292	10 558
dont : Énergie Benelux & Allemagne	*7 777*	*8 124*
Énergie Europe	*1 286*	*1 377*
Énergie Amérique du Nord	*696*	*631*
Énergie Amérique Latine	*52*	*31*
Énergie Moyen-Orient, Asie et Afrique	*481*	*396*
Global Gaz & GNL	4 331	4 462
Infrastructures	5 773	5 955
Énergie Services	1 157	1 073
Environnement	3 128	3 082
Autres	1	1
TOTAL	27 567	27 989

NOTE 10 IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

10.1 Variation des immobilisations incorporelles

En millions d'euros	Droits incorporels sur contrats de concession	Droits de capacité	Autres	Total
VALEUR BRUTE				
Au 31 décembre 2008	**3 573**	**2 390**	**8 704**	**14 667**
Acquisitions	398	15	803	1 216
Cessions	(8)	0	(188)	(196)
Écarts de conversion	6	0	(2)	4
Variations de périmètre	241	0	282	522
Autres	184	0	(79)	105
Au 31 décembre 2009	**4 394**	**2 405**	**9 520**	**16 319**
Acquisitions	501	1	770	1 272
Cessions	(66)	0	(143)	(209)
Écarts de conversion	63	0	96	159
Variations de périmètre	427	0	922	1 349
Autres	(15)	18	86	89
Au 31 décembre 2010	**5 304**	**2 424**	**11 251**	**18 979**
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR				
Au 31 décembre 2008	**(1 606)**	**(555)**	**(1 814)**	**(3 975)**
Dotations aux amortissements et pertes de valeur	(162)	(86)	(677)	(925)
Cessions	4	0	84	88
Écarts de conversion	3	0	9	12
Variations de périmètre	(35)	0	(61)	(97)
Autres	(16)	(24)	39	(2)
Au 31 décembre 2009	**(1 812)**	**(665)**	**(2 421)**	**(4 899)**
Dotations aux amortissements et pertes de valeur	(174)	(88)	(1 524)	(1 786)
Cessions	35	0	40	75
Écarts de conversion	(15)	0	(39)	(55)
Variations de périmètre	162	0	271	433
Autres	16	0	16	32
Au 31 décembre 2010	**(1 789)**	**(753)**	**(3 657)**	**(6 199)**
VALEUR NETTE COMPTABLE				
Au 31 décembre 2009	**2 582**	**1 740**	**7 099**	**11 420**
Au 31 décembre 2010	**3 515**	**1 671**	**7 594**	**12 780**

En 2010, les acquisitions correspondent essentiellement aux prix payés pour obtenir des contrats de concessions dans les Branches Environnement (338 millions d'euros, dont 201 millions d'euros sur Agbar), et Énergie Services (161 millions d'euros), et aux acquisitions de licences d'exploration-production en Australie (257 millions d'euros). Les variations de périmètre intervenues en 2010 correspondent aux prises de contrôle sur le groupe Hisusa/Agbar (1 020 millions d'euros), sur les entités chiliennes (348 millions d'euros), ainsi qu'à l'opération de décroisement des sociétés paritaires dans le secteur de l'Eau en France (192 millions d'euros).

Les pertes de valeur constatées sur la période s'élèvent à 751 millions d'euros, et concernent principalement les pertes de valeur comptabilisées sur le portefeuille de contrats d'approvisionnement long terme en gaz dans la Branche Global Gaz & GNL, pour 548 millions d'euros. Par ailleurs, en tenant compte des perspectives de développement, des licences d'exploration en Egypte, en Libye et dans le Golfe du Mexique, essentiellement, ont fait l'objet d'une réduction de valeur (84 millions d'euros). (Cf Note 5.2.2. «Pertes de valeur sur immobilisations corporelles et incorporelles hors goodwill).

Les actifs incorporels acquis en 2009 concernaient essentiellement les droits incorporels sur contrats de concessions dans la Branche Environnement (241 millions d'euros), et des licences d'exploration en Indonésie (101 millions d'euros) et en Algérie (104 millions d'euros)

10.1.1 Droits incorporels sur contrats de concession

Le Groupe gère des contrats de concession au sens de SIC 29 (se reporter à la Note 22 «Contrats de concession») dans les domaines de la distribution d'eau potable, de l'assainissement, des déchets et de la distribution d'électricité. Les droits donnés, sur les infrastructures, au Groupe en tant que concessionnaire, entrant dans le champ d'application d'IFRIC 12 et correspondant au modèle incorporel, sont comptabilisés en immobilisations incorporelles.

10.1.2 Droits de capacité

Le Groupe a acquis des droits sur des capacités de production de centrales opérées par des tiers. Ces droits acquis dans le cadre de transactions ou dans le cadre de la participation du Groupe au financement de la construction de certaines centrales confèrent au Groupe le droit d'acheter une quote-part de la production sur la durée de vie des actifs sous jacents. Ces droits à capacité sont amortis sur la durée d'utilité de l'actif sous-jacent, n'excédant pas 40 ans. A ce jour, le Groupe dispose de droits dans les centrales de Chooz B (France), de MKV et de HKV (Allemagne) ainsi que de capacités de production virtuelle (VPP) en Italie.

10.1.3 Autres

Le poste comprend principalement au 31 décembre 2010 des droits de tirage d'eau, des licences et des actifs incorporels acquis dans le cadre de la fusion avec Gaz de France, comprenant essentiellement la marque Gaz de France, les relations clients, ainsi que des contrats d'approvisionnement. Les licences d'exploration et de production comprises dans la colonne «Autres» du tableau ci-dessus font l'objet d'une présentation détaillée dans la Note 19 «Activité exploration – production».

10.1.4 Immobilisations incorporelles non amortissables

La valeur nette des immobilisations incorporelles non amortissables en raison de leur durée de vie indéterminée s'élève à 1 007 millions d'euros contre 737 millions d'euros au 31 décembre 2009. Les immobilisations incorporelles non amortissables correspondent essentiellement aux droits de tirage d'eau, à certains contrats de distribution d'eau d'Agbar, ainsi qu'à la marque Gaz de France reconnue dans le cadre de l'affectation du coût du regroupement aux actifs et passifs de Gaz de France.

10.2 Information sur les frais de recherche et développement

Les activités de recherche et de développement se traduisent par la réalisation d'études variées touchant à l'innovation technologique, à l'amélioration de l'efficacité des installations, de la sécurité, de la protection de l'environnement, de la qualité du service et de l'utilisation des ressources énergétiques.

Les frais de recherche et de développement, hors dépenses d'assistance technique, et ne satisfaisant pas les critères d'activation définis par l'IAS 38, s'élèvent à 222 millions d'euros pour l'exercice 2010 et à 218 millions d'euros pour l'exercice 2009. Les dépenses liées à des projets internes en phase de développement répondant aux critères de comptabilisation d'un actif incorporel sont non significatives.

NOTE 11 IMMOBILISATIONS CORPORELLES

11.1 Variation des immobilisations corporelles

En millions d'euros	Terrains	Constructions	Installations techniques	Matériel de transport	Coûts de démantèlement	Immobilisations en cours	Autres	Total
VALEUR BRUTE								
Au 31 décembre 2008	**1 954**	**7 277**	**68 724**	**1 648**	**1 001**	**7 035**	**1 306**	**88 946**
Acquisitions	104	100	1 591	123	0	6 474	76	8 467
Cessions	(70)	(58)	(1 193)	(104)	(21)	7	(47)	(1 486)
Écarts de conversion	70	451	488	18	24	161	3	1 215
Variations de périmètre	1	253	528	8	0	101	11	901
Autres	278	194	3 863	31	67	(4 007)	(108)	317
Au 31 décembre 2009	**2 337**	**8 216**	**74 002**	**1 723**	**1 072**	**9 770**	**1 241**	**98 360**
Acquisitions	87	174	1 235	150	0	6 548	103	8 297
Cessions	(42)	(51)	(380)	(87)	(26)	(147)	(48)	(780)
Écarts de conversion	70	244	1 811	36	18	412	18	2 609
Variations de périmètre	318	126	2 129	(20)	3	53	(107)	2 501
Autres	167	(2 895)	8 772	(10)	581	(6 019)	(32)	563
Au 31 décembre 2010	**2 937**	**5 813**	**87 568**	**1 791**	**1 648**	**10 618**	**1 175**	**111 551**
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR								
Au 31 décembre 2008	**(864)**	**(2 101)**	**(19 920)**	**(1 037)**	**(674)**	**(33)**	**(835)**	**(25 463)**
Dotations aux amortissements et pertes de valeur	(91)	(378)	(3 595)	(160)	(56)	(141)	(88)	(4 509)
Cessions	47	52	891	97	11	2	42	1 140
Écarts de conversion	(37)	(107)	(127)	(11)	(14)	1	(2)	(297)
Variations de périmètre	3	8	193	(5)	0	0	(3)	197
Autres	(13)	(32)	179	20	1	1	82	238
Au 31 décembre 2009	**(956)**	**(2 558)**	**(22 378)**	**(1 097)**	**(732)**	**(170)**	**(804)**	**(28 695)**
Dotations aux amortissements et pertes de valeur	(89)	(368)	(4 323)	(165)	(75)	(137)	(179)	(5 336)
Cessions	34	23	241	75	(0)	119	40	531
Écarts de conversion	(31)	(54)	(481)	(22)	(13)	(2)	(11)	(614)
Variations de périmètre	0	91	880	22	(2)	0	89	1 082
Autres	12	593	(555)	30	(10)	52	62	184
Au 31 décembre 2010	**(1 029)**	**(2 273)**	**(26 616)**	**(1 158)**	**(832)**	**(139)**	**(802)**	**(32 848)**
VALEUR NETTE COMPTABLE								
Au 31 décembre 2009	**1 381**	**5 658**	**51 623**	**626**	**340**	**9 600**	**437**	**69 665**
Au 31 décembre 2010	**1 908**	**3 540**	**60 953**	**634**	**817**	**10 479**	**373**	**78 703**

Les variations de périmètre ont un impact net sur les immobilisations corporelles de 3 583 millions d'euros. Elles résultent principalement de la prise de contrôle du groupe Hisusa/Agbar, des entités chiliennes dans le domaine de l'énergie (698 millions d'euros), et d'Astoria Energy aux États-Unis (807 millions d'euros).

Les principaux effets de change sur la valeur brute des immobilisations corporelles au 31 décembre 2010 concernent essentiellement le dollar américain (899 millions d'euros), le réal brésilien (680 millions d'euros), le baht thaïlandais (307 millions d'euros) et la couronne norvégienne (182 millions d'euros).

Les pertes de valeur constatées en 2010 s'élèvent à 468 millions d'euros. Ces pertes, décrites dans la Note 5.2.2 «Pertes de valeur sur immobilisations corporelles et incorporelles hors goodwill», portent principalement sur des actifs de production d'électricité en Espagne et le réseau de transport de gaz Megal en Allemagne.

L'augmentation des actifs de démantèlement provient essentiellement de la révision du montant de la provision pour démantèlement des centrales nucléaires belges à hauteur de 211 millions d'euros suite à l'avis rendu le 22 novembre 2010 par la Commission des Provisions Nucléaires dans le cadre de sa mission légale de réévaluation trisannuelle des provisions nucléaires (cf. Note 17.2 sur les «Obligations relatives aux installations de production nucléaire»).

Les actifs d'exploration et de production des ressources minérales inclus dans le tableau ci-dessus sont détaillés par nature dans la Note 19 «Activité Exploration - Production». Les champs en développement sont présentés dans la colonne «Immobilisations en cours» et les champs en production dans la colonne «Installations techniques».

11.2 Actifs corporels donnés en garantie

Les actifs corporels qui ont été donnés en garantie pour couvrir des dettes financières s'élèvent à 3 538 millions d'euros au 31 décembre 2010 contre 2 596 millions d'euros au 31 décembre 2009.

11.3 Engagements contractuels d'acquisition d'immobilisations corporelles

Dans le cadre normal de leurs activités, certaines sociétés du Groupe se sont engagées à acheter, et les tiers concernés à leur livrer, des installations techniques. Ces engagements portent principalement sur des commandes d'équipements, de véhicules et de matériel pour des constructions d'unités de production d'énergie (centrales électriques et de co-génération) et pour des contrats de service.

Les engagements contractuels d'investissement en immobilisations corporelles du Groupe s'élèvent à 5 956 millions d'euros au 31 décembre 2010 contre 5 876 millions d'euros au 31 décembre 2009. Cette augmentation résulte notamment de la signature de nouveaux contrats dans le cadre de la construction des centrales de Rotterdam (696 millions d'euros) et de Chilca One (211 millions d'euros), de l'obtention du projet Bristol Water ainsi que de l'effet périmètre lié à la prise de contrôle du groupe Hisusa/Agbar (358 millions d'euros). Ces effets sont partiellement compensés par l'abandon d'un projet de construction de centrale en Espagne (– 470 millions d'euros) et par la consommation des engagements liés à l'exécution des programmes d'investissement.

11.4 Autres informations

Le montant des coûts d'emprunt de la période incorporés dans le coût des immobilisations corporelles s'élève à 342 millions d'euros au titre de l'exercice 2010 et 249 millions d'euros au titre de l'exercice 2009.

NOTE 12 PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES

12.1 Détail des participations dans les entreprises associées

	Valeurs comptables des participations dans les entreprises associées		Quote-part de résultat dans les entreprises associées	
En millions d'euros	31 déc. 2010	31 déc. 2009	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Sociétés intercommunales belges	416	510	184	190
Elia	0	(86)	0	23
Fluxys	0	242	0	57
GASAG	468	463	20	19
GTT	117	132	(3)	8
Noverco	229	157	10	10
Autres	750	757	54	95
TOTAL	**1 980**	**2 176**	**264**	**403**

La diminution de la valeur comptable des participations dans les entreprises associées au 31 décembre 2010 provient essentiellement de la cession des titres d'Elia et Fluxys au cours du 1er semestre 2010 ainsi que de remboursements de capital effectués par les sociétés intercommunales au cours de l'exercice 2010.

Le montant des dividendes encaissés par le Groupe en 2010 et 2009 et provenant des entreprises associées s'est élevé respectivement à 273 millions d'euros et 376 millions d'euros.

Les goodwills constatés par le Groupe lors de l'acquisition des entreprises associées figurent également dans le poste ci-dessus pour un montant net de 206 millions d'euros au 31 décembre 2010 contre 280 millions d'euros au 31 décembre 2009.

Le montant total des pertes non comptabilisées des entreprises associées (qui correspond au montant cumulé des pertes excédant la valeur comptable des participations dans les entreprises associées), en ce compris les autres éléments du résultat global, s'élève à 241 millions d'euros au 31 décembre 2010. Ces pertes non comptabilisées correspondent essentiellement à la juste valeur négative d'instruments dérivés de couvertures de taux d'intérêt («autres éléments du résultat global») mis en place par des entreprises associées au Moyen-Orient dans le cadre du financement de constructions de centrales électriques et de désalinisation d'eau.

12.2 Principaux agrégats des entreprises associées

En millions d'euros	Dernier % de détention	Total Actifs	Passifs	Capitaux propres	Chiffre d'affaires	Résultat net
Au 31 décembre 2010						
Sociétés intercommunales belges [a]		11 735	6 901	4 834	2 827	585
Noverco Group	17,6	4 393	3 090	1 304	1 271	58
Gasag Group	31,6	2 763	2 002	761	1 162	73
GTT	40,0	126	59	67	77	19
Au 31 décembre 2009						
Sociétés intercommunales belges [a]		11 671	5 911	5 760	2 493	681
Elia	24,4	4 420	3 053	1 367	771	84
Fluxys [b]	38,5	2 664	1 378	1 287	592	111
GTT	40,0	133	59	75	142	66

(a) Il s'agit des comptes combinés des intercommunales de l'exercice précédent, retraités pour les rendre conformes aux normes IFRS.
(b) Il s'agit des comptes publiés par Fluxys en 2008.

NOTE 13 PARTICIPATIONS DANS LES CO-ENTREPRISES

Les contributions des principales coentreprises dans les comptes consolidés du Groupe se détaillent comme suit :

En millions d'euros	Pourcentage d'intégration	Actifs courants	Actifs non courants	Passifs courants	Passifs non courants	Chiffre d'affaires	Résultat net
Au 31 décembre 2010							
EFOG	22,5	135	334	5	171	166	76
Energia Sustentavel Do Brasil	50,1	271	1 224	77	849	0	5
Groupe ACEA/Electrabel	40,6 [(a)]	472	734	739	150	1 291	26
Groupe SPP	24,5	277	1 705	92	350	737	144
WSW Énergie und Wasser	33,1	42	307	53	73	170	6
Senoko	30,0	90	773	51	539	524	9
Tirreno Power	35,0	146	569	143	411	308	15
Au 31 décembre 2009							
EFOG	22,5	131	348	13	173	148	59
Energia Sustentavel Do Brasil	50,1	121	472	22	69	0	4
Groupe ACEA/Electrabel	40,6 [(a)]	417	718	681	158	1 103	(2)
Groupe Hisusa	51,0 [(b)]	948	2 886	939	1 026	1 697	27
Groupe SPP	24,5	244	1 644	115	199	661	138
WSW Énergie und Wasser	33,1	59	305	44	46	186	7
Senoko	30,0	77	653	34	131	374	6
Sociedad GNL Mejillones	50,0	20	171	143	51	0	(56)
Tirreno Power	35,0	127	565	132	416	319	33

(a) Pourcentage d'intégration des holdings.

(b) En 2009 le Groupe Hisusa intégrait globalement Agbar et ses filiales contrôlées, et était lui-même intégré proportionnellement à 51% par GDF SUEZ.

Le groupe Hisusa a été intégré globalement suite à la prise de contrôle du groupe Hisusa/Agbar par SUEZ Environnement en date du 8 juin 2010. L'opération est décrite dans la Note 2 «Principales variations de périmètre».

L'entité GNL Mejilones est consolidée par intégration globale depuis le 9 novembre 2010.

NOTE 14 INSTRUMENTS FINANCIERS

14.1 Actifs financiers

Les différents actifs financiers sont les suivants :

	31 déc. 2010			31 déc. 2009		
En millions d'euros	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Titres disponibles à la vente	3 252		**3 252**	3 563		**3 563**
Prêts et créances au coût amorti	2 794	22 366	**25 159**	2 426	20 696	**23 122**
Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs)	2 794	1 032	3 825	2 426	947	3 373
Clients et autres débiteurs		21 334	21 334		19 748	19 748
Actifs financiers évaluées à la juste valeur par résultat	2 532	7 452	**9 984**	1 927	9 085	**11 011**
Instruments financiers dérivés	2 532	5 739	8 271	1 927	7 405	9 331
Actifs financiers à la juste valeur par résultat hors dérivés		1 713	1 713		1 680	1 680
Trésorerie et équivalents de trésorerie		11 296	**11 296**		10 324	**10 324**
TOTAL	**8 578**	**41 113**	49 691	**7 916**	**40 104**	48 020

14.1.1 Titres disponibles à la vente

En millions d'euros	
Au 31 décembre 2008	**3 309**
Acquisitions	879
Cessions (valeur comptable cédée)	(546)
Variation de juste valeur enregistrée en capitaux propres	(23)
Variation de juste valeur enregistrée en résultat	(66)
Variations de périmètre, change et divers	10
Au 31 décembre 2009	**3 563**
Acquisitions	518
Cessions (valeur comptable cédée)	(648)
Variation de juste valeur enregistrée en capitaux propres	(126)
Variation de juste valeur enregistrée en résultat	(69)
Variations de périmètre, change et divers	14
Au 31 décembre 2010	**3 252**

Les titres disponibles à la vente détenus par le Groupe s'élèvent à 3 252 millions d'euros au 31 décembre 2010 et se répartissent entre 1 131 millions d'euros de titres cotés et 2 121 millions d'euros de titres non cotés (respectivement 1 404 millions d'euros et 2 159 millions d'euros en 2009).

Sur la période, les principales acquisitions sont la prise de participation à hauteur de 9% dans le gazoduc Nordstream AG pour un montant de 238 millions d'euros, ainsi que des acquisitions de différentes SICAV et obligations réalisées par Synatom dans le cadre de ses obligations de placement.

Les cessions de l'exercice 2010 proviennent essentiellement de la vente des titres Gas Natural pour un prix de 555 millions d'euros et de la vente des titres VNG.

Suite à la baisse du cours de bourse des titres Gas Natural durant le premier semestre, le Groupe a extourné les gains de réévaluation comptabilisés en capitaux propres au 31 décembre 2009, soit 103 millions d'euros, et a enregistré en résultat un complément de perte de valeur de 46 millions d'euros.

En 2009, la majeure partie des pertes de valeur étaient relatives à ces mêmes titres Gas Natural.

14.1.1.1 Gains et pertes enregistrés en capitaux propres et en résultat sur les titres disponibles à la vente

Les gains et pertes enregistrés en capitaux propres et en résultat sur les titres disponibles à la vente sont les suivants :

		Evaluation ultérieure à l'acquisition			
En millions d'euros	Dividendes	Var. de juste valeur	Effet de change	Perte de valeur	Résultat de cession
Capitaux propres*	-	(125)	38	-	-
Résultat	128			(69)	178
TOTAL AU 31 DÉCEMBRE 2010	**128**	**(125)**	**38**	**(69)**	**178**
Capitaux propres*	-	(23)	(17)	-	-
Résultat	229			(66)	101
TOTAL AU 31 DÉCEMBRE 2009	**229**	**(23)**	**(17)**	**(66)**	**101**

** hors effet impôt*

Le résultat de cession de 178 millions d'euros comprend essentiellement les résultats réalisés sur les cessions de titres VNG et Gas Natural.

Le montant des gains et pertes initialement enregistrés en capitaux propres et recyclés en compte de résultat consécutivement à la cession de titres disponibles à la vente s'élève à 27 millions d'euros au titre de l'exercice 2010.

14.1.1.2 Examen des titres disponibles à la vente dans le cadre des tests de perte de valeur

Le Groupe examine la valeur des différents titres disponibles à la vente afin de déterminer au cas par cas, et compte tenu du contexte du marché, s'il y a lieu de comptabiliser des pertes de valeur.

Pour les titres cotés, parmi les éléments pris en considération, le Groupe estime qu'une baisse du cours de plus de 50% en-dessous du coût historique ou qu'une baisse du cours en-deçà du coût historique pendant plus de 12 mois sont des indices de perte de valeur.

Une perte de valeur de 46 millions d'euros a ainsi été comptabilisée au cours du premier semestre 2010 sur les titres Gas Natural.

Le Groupe estime qu'il n'y a pas de perte de valeur significative sur les titres disponibles à la vente autres que celle constatée sur le titre Gas Natural au cours du premier semestre 2010.

14.1.2 Prêts et créances au coût amorti

	31 déc. 2010			31 déc. 2009		
En millions d'euros	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs)	2 794	1 032	3 825	2 426	947	**3 373**
Prêts aux sociétés affiliées	932	230	1 162	1 285	332	*1 617*
Autres créances au coût amorti	1 157	150	1 307	485	326	*812*
Créances de concessions	315	453	768	202	116	*319*
Créances de location financement	389	198	588	454	172	*626*
Clients et autres débiteurs		21 334	21 334		19 748	19 748
TOTAL	**2 794**	**22 366**	**25 159**	**2 426**	**20 696**	**23 122**

Les pertes de valeur sur prêts et créances au coût amorti sont présentées ci-dessous :

	31 déc. 2010			31 déc. 2009		
En millions d'euros	Brut	Dépréciation & Perte de valeur	Net	Brut	Dépréciation & Perte de valeur	Net
Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs)	4 224	(399)	3 825	3 837	(464)	3 373
Clients et autres débiteurs	22 425	(1 091)	21 334	20 915	(1 167)	19 748
TOTAL	**26 649**	**(1 490)**	**25 159**	**24 752**	**(1 630)**	**23 122**

Les gains et pertes nets enregistrés en résultat sur les prêts et créances au coût amorti (y compris créances clients) sont les suivants :

	Intérêts	Evaluation ultérieure à l'acquisition	
En millions d'euros		Effet de change	Perte de valeur
Au 31 décembre 2009	186	(52)	(208)
Au 31 décembre 2010	**101**	**(43)**	**(19)**

Prêts et créances au coût amorti (hors créances clients)

Le poste «Prêts et créances au coût amorti» comprend la créance sur le groupe ESO/Elia pour un montant de 534 millions d'euros au 31 décembre 2010 et 454 millions d'euros au 31 décembre 2009.

Au 31 décembre 2010, comme au 31 décembre 2009, le Groupe n'a pas enregistré de perte de valeur significative sur les prêts et créances au coût amorti (hors créances clients).

Clients et autres débiteurs

Lors de leur comptabilisation initiale, les créances clients sont comptabilisées à leur juste valeur ce qui, dans la plupart des cas, correspond à leur valeur nominale. Une perte de valeur est constituée en fonction du risque de non recouvrement. La valeur comptable inscrite dans l'état de situation financière représente une évaluation appropriée de la juste valeur.

Les dépréciations et pertes de valeur sur créances clients et autres débiteurs s'élèvent à – 1 091 millions d'euros au 31 décembre 2010 contre – 1 167 millions d'euros à fin 2009. Cette baisse résulte notamment de moindres dépréciations de créances clients en 2010 mais également de l'effet de la comptabilisation en tant que créances irrécouvrables de créances douteuses précédemment dépréciées.

14.1.3 Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat

	31 déc. 2010			31 déc. 2009		
En millions d'euros	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Instruments financiers dérivés	2 532	5 739	8 271	1 927	7 405	9 331
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	*1 452*	*68*	*1 521*	*939*	*115*	*1 053*
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	*994*	*5 662*	*6 656*	*961*	*7 252*	*8 214*
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments	*86*	*9*	*94*	*27*	*38*	*65*
Actifs financiers à la juste valeur par résultat hors dérivés	0	1 555	1 555	0	1 609	1 609
Actifs financiers qualifiant à la juste valeur par résultat		*1 511*	*1 511*		*1 560*	*1 560*
Actifs financiers désignés à la juste valeur par résultat		*45*	*45*		*49*	*49*
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - actif		157	157		71	71
TOTAL	**2 532**	**7 452**	**9 984**	**1 927**	**9 085**	**11 011**

Les actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat (hors dérivés) correspondent essentiellement à des titres d'OPCVM détenus à des fins de transactions et destinés à être cédés dans un futur proche ; ils sont inclus dans le calcul de l'endettement financier net du Groupe (se reporter à la Note 14.3).

Le résultat enregistré sur les actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat (hors dérivés) détenus à des fins de transactions au 31 décembre 2010 s'établit à 15 millions d'euros contre 26 millions d'euros en 2009.

Le résultat enregistré sur les actifs financiers désignés à la juste valeur par résultat au 31 décembre 2010 est non significatif.

14.1.4 Trésorerie et équivalent de trésorerie

La «trésorerie et équivalents de trésorerie» s'élève à 11 296 millions d'euros au 31 décembre 2010 contre 10 324 millions d'euros au 31 décembre 2009.

Ce poste comprend un montant de disponibilités soumises à restriction de 231 millions d'euros au 31 décembre 2010 contre 149 millions d'euros au 31 décembre 2009.

Le résultat enregistré sur la «trésorerie et équivalent de trésorerie» au 31 décembre 2010 s'établit à 141 millions d'euros contre 149 millions d'euros en 2009.

14.1.5 Actifs financiers et instruments de capitaux propres donnés en garantie

En millions d'euros	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Actifs financiers et instruments de capitaux propres donnés en garantie	2 247	2 005

Ce poste comprend principalement des instruments de capitaux propres et, dans une moindre mesure, des créances clients qui ont été données en garantie de dettes financières.

14.2 Passifs financiers

Les passifs financiers sont comptabilisés soit :

- en «passifs au coût amorti» pour les dettes financières, les dettes fournisseurs et autres créanciers, et les autres passifs financiers ;
- en «passifs évalués à la juste valeur par résultat» pour les instruments financiers dérivés.

Les différents passifs financiers au 31 décembre 2010 sont les suivants :

	31 déc. 2010			31 déc. 2009		
En millions d'euros	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Dettes financières	38 179	9 059	47 238	32 155	10 117	42 272
Instruments financiers dérivés	2 104	5 738	7 842	1 792	7 170	8 961
Fournisseurs et autres créanciers	-	14 835	14 835	-	12 887	12 887
Autres passifs financiers	780	-	780	911	-	911
TOTAL	**41 063**	**29 632**	**70 694**	**34 858**	**30 174**	**65 032**

Les avances et acomptes reçus ainsi que certains autres comptes qui étaient auparavant présentés en tant que «Fournisseurs et autres créanciers» sont désormais classés en «Autres passifs» dans l'état de situation financière 2010. Les données comparatives 2009 ont été retraitées afin d'appliquer une présentation identique.

14.2.1 Dettes financières

	31 déc. 2010			31 déc. 2009		
En millions d'euros	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts obligataires	23 975	921	24 896	20 606	1 060	21 666
Billets de trésorerie		3 829	3 829		4 273	4 273
Tirages sur facilités de crédit	1 286	302	1 588	260	920	1 180
Emprunts sur location financement	1 258	243	1 502	1 241	156	1 398
Autres emprunts bancaires	9 767	1 110	10 877	7 832	1 663	9 495
Autres emprunts	1 226	65	1 290	1 479	163	1 643
EMPRUNTS	**37 512**	**6 470**	**43 982**	**31 418**	**8 236**	**39 653**
Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie		1 741	1 741		1 357	1 357
ENCOURS DES DETTES FINANCIÈRES	**37 512**	**8 210**	**45 722**	**31 418**	**9 593**	**41 011**
Impact du coût amorti	621	191	812	636	244	880
Impact de la couverture de juste valeur	46	119	165	101	92	193
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - passif		539	539		189	189
DETTES FINANCIÈRES	**38 179**	**9 059**	**47 238**	**32 155**	**10 117**	**42 272**

La juste valeur de la dette financière brute s'élève au 31 décembre 2010 à 47 531 millions d'euros pour une valeur nette comptable de 47 238 millions d'euros.

Les produits et charges financières, principalement constitués d'intérêts, comptabilisés en résultat sur les dettes financières sont présentés dans la Note 6 «Résultat financier».

Les dettes financières sont analysées au paragraphe 14.3.

14.2.2 Instruments financiers dérivés

Les instruments financiers dérivés au passif sont évalués à la juste valeur et s'analysent comme suit :

	31 déc. 2010			31 déc. 2009		
En millions d'euros	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	969	157	1 126	637	115	752
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	1 037	5 512	6 549	1 085	7 031	8 116
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments	98	69	166	70	24	93
TOTAL	**2 104**	**5 738**	**7 842**	**1 792**	**7 170**	**8 961**

14.2.3 Fournisseurs et autres créanciers

En millions d'euros	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Fournisseurs	13 458	11 722
Dettes sur immobilisations	1 377	1 165
TOTAL	**14 835**	**12 887**

La valeur comptable de ces passifs financiers constitue une évaluation appropriée de leur juste valeur.

14.2.4 Autres passifs financiers

Les autres passifs financiers s'analysent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Dettes sur acquisition de titres	643	775
Autres	136	136
TOTAL	**780**	**911**

Les autres passifs financiers correspondent principalement à des dettes vis-à-vis de différentes contreparties résultant de promesses d'achat (put sur «participations ne donnant pas le contrôle») consenties par le Groupe et portant sur des titres de sociétés consolidées par intégration globale. Ces engagements d'acquisition de titres de capitaux propres ont donc été comptabilisés en dettes (voir Note 1.4.11.2).

Ils correspondent :

- à 33,20% du capital de la Compagnie Nationale du Rhône (CNR) pour 2010 et 2009 ;
- à 43,16% du capital de la Compagnie du Vent pour 2010 et 2009 ;
- à 49% du capital de Gaselys pour 2009 uniquement, le Groupe ayant racheté les participations ne donnant pas le contrôle de Gaselys en 2010.

L'exercice des options liées à la CNR est conditionné à l'abrogation de la loi française «Murcef» et celui relatif à la Compagnie du Vent pourra s'effectuer de façon échelonnée à partir de 2011.

Il convient de préciser que le Groupe détient lui-même, dans le cadre des conventions passées entre les parties, des options d'achat sur ces mêmes actions.

14.3 Endettement financier net

	31 déc. 2010			31 déc. 2009		
En millions d'euros	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
En-cours des dettes financières	37 512	8 210	45 722	31 418	9 593	41 011
Impact du coût amorti	621	191	812	636	244	880
Impact de la couverture de juste valeur [(a)]	46	119	165	101	92	193
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - passif		539	539		189	189
DETTES FINANCIÈRES	**38 179**	**9 059**	**47 238**	**32 155**	**10 117**	**42 272**
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette au passif [(b)]	969	157	1 126	637	115	752
DETTE BRUTE	**39 148**	**9 216**	**48 364**	**32 791**	**10 232**	**43 024**
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	0	(1 555)	(1 555)	0	(1 609)	(1 609)
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - actif		(157)	(157)		(71)	(71)
Trésorerie et équivalent de trésorerie	0	(11 296)	(11 296)	0	(10 324)	(10 324)
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette à l'actif [(b)]	(1 452)	(68)	(1 521)	(939)	(115)	(1 053)
TRÉSORERIE ACTIVE	**(1 452)**	**(13 077)**	**(14 529)**	**(939)**	**(12 119)**	**(13 057)**
ENDETTEMENT FINANCIER NET	**37 696**	**(3 861)**	**33 835**	**31 853**	**(1 886)**	**29 967**
En-cours des dettes financières	37 512	8 210	45 722	31 418	9 593	41 011
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	0	(1 555)	(1 555)	0	(1 609)	(1 609)
Trésorerie et équivalent de trésorerie	0	(11 296)	(11 296)	0	(10 324)	(10 324)
ENDETTEMENT NET HORS COÛT AMORTI, EFFETS DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS ET CASH COLLATÉRAL	**37 512**	**(4 641)**	**32 871**	**31 418**	**(2 340)**	**29 078**

(a) Ce poste correspond à la revalorisation de la composante taux des dettes dans le cadre d'une stratégie de couverture de juste valeur.
(b) Il s'agit de la juste valeur des instruments dérivés relatifs à la dette, qualifiés ou non de couverture (se reporter aux Notes 14.1.3 & 14.2.2).

14.3.1 Principales émissions de la période

Au cours de l'année 2010, le Groupe GDF SUEZ a réalisé un ensemble d'émissions d'emprunts obligataires pour un montant total de 4 327 millions d'euros, dont principalement :

- une émission obligataire pour un montant total de 2 milliards d'euros comportant une tranche à 7 ans de 1 milliard d'euros à échéance octobre 2017, avec un coupon de 2,75% et une tranche à 12 ans de 1 milliard d'euros à échéance octobre 2022 avec un coupon de 3,5%. Le Groupe a ensuite utilisé 934 millions provenant de ce financement pour procéder au rachat partiel de ses obligations arrivant à échéance en janvier 2012, janvier 2013 et janvier 2014 et portant des coupons de 4,375%, 4,75% et 6,25% ;
- une émission obligataire de 700 millions de livres sterling à 50 ans avec un coupon de 5%. Cette émission a fait l'objet d'un retour (swap) en euros à un taux moyen de 4,28% ;
- une émission obligataire de 500 millions d'euros réalisée par SUEZ Environnement, portant un coupon de 4,125% et dont l'échéance est fixée à 2022 ;
- une émission de 400 millions de dollars réalisée par E-CL (Chili) portant un coupon de 5,62% et dont l'échéance est fixée à janvier 2021 ;
- une émission obligataire de 210 millions d'euros (8 000 millions de baths thaïlandais) réalisée par Glow Energy Public Ltd.

Par ailleurs, une nouvelle ligne de crédit syndiquée auprès de 18 banques a été signée le 16 juin pour un montant de 4 milliards d'euros sur cinq ans.

Enfin, les variations de périmètre génèrent une augmentation de 1 934 millions d'euros de l'endettement net, et les variations de change représentent quant à elles une augmentation de 1 102 millions d'euros (dont 485 millions d'euros sur le dollar américain).

14.3.2 Ratio d'endettement

En millions d'euros	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Endettement financier net	33 835	29 967
Total Capitaux propres	70 717	65 527
Ratio d'endettement	47,8%	45,7%

14.4 Juste valeur des instruments financiers par niveau

14.4.1 Actifs financiers

Les actifs financiers évalués à la juste valeur se répartissent de la manière suivante entre les différents niveaux de juste valeur :

Juste valeur par niveau	31 déc. 2010				31 déc. 2009			
En millions d'euros	Total	niveau 1	niveau 2	niveau 3	Total	niveau 1	niveau 2	niveau 3
Titres disponibles à la vente	3 252	1 131	-	2 120	3 563	1 404	-	2 159
Prêts et créances au coût amorti rentrant dans une relation de couverture de juste valeur	256	-	256	-	270	-	270	-
Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs)	*256*	*-*	*256*	*-*	*270*	*-*	*270*	*-*
Instruments financiers dérivés	8 271	1 043	7 175	53	9 332	748	8 521	62
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	*1 521*	*-*	*1 521*	*-*	*1 053*	*-*	*1 035*	*18*
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de portfolio management	*2 574*	*257*	*2 267*	*51*	*3 297*	*233*	*3 046*	*18*
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de trading	*4 082*	*786*	*3 294*	*2*	*4 917*	*516*	*4 375*	*26*
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments	*94*	*-*	*94*	*-*	*65*	*-*	*65*	*-*
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	1 555	1 317	238	-	1 609	1 340	269	-
Actifs financiers qualifiant à la juste valeur par résultat	*1 511*	*1 317*	*194*	*-*	*1 560*	*1 340*	*220*	*-*
Actifs financiers désignés à la juste valeur par résultat	*45*	*-*	*45*	*-*	*49*	*-*	*49*	*-*
TOTAL	13 335	3 492	7 670	2 173	14 773	3 492	9 060	2 221

Titres disponibles à la vente

Les titres cotés - évalués au cours de bourse à la date de clôture - sont considérés être de niveau 1.

Les titres non cotés - évalués à partir de modèles d'évaluation basés principalement sur les dernières opérations de marché, l'actualisation des dividendes ou flux de trésorerie et la valeur de l'actif net – sont considérés être de niveau 3.

Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs)

Les Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs) rentrant dans une relation de couverture de juste valeur sont présentés dans ce tableau en niveau 2. Ces prêts ne sont réévalués qu'au titre de leur composante taux, dont la juste valeur est déterminée sur base de données observables.

Instruments financiers dérivés

Les instruments financiers dérivés présentés en niveau 1 sont principalement des futures négociés sur un marché organisé doté d'une chambre de compensation et évalués en juste valeur sur la base de leur cours coté.

Les instruments financiers dérivés présentés en niveau 3 intègrent des paramètres non observables et leur évaluation en juste valeur a nécessité un recours à des hypothèses internes, le plus souvent parce que la maturité de l'instrument excède l'horizon d'observabilité des prix à terme du sous-jacent ou parce que certains paramètres tels que la volatilité du sous-jacent n'étaient pas observables.

L'évaluation à la juste valeur des autres instruments financiers dérivés est obtenue au moyen de modèles fréquemment employés dans les activités de marché et repose sur des paramètres observables directement ou indirectement. Ces instruments financiers dérivés sont présentés en niveau 2.

Actifs financiers qualifiant et désignés à la juste valeur par résultat

Les actifs financiers qualifiant à la juste valeur, pour lesquels on dispose de valeurs liquidatives régulières sont considérés être de niveau 1, et de niveau 2 dans le cas contraire.

Les actifs financiers désignés à la juste valeur sont en l'espèce considérés être de niveau 2.

Au 31 décembre 2010, la variation des titres disponibles à la vente de niveau 3 s'analyse comme suit :

En millions d'euros	Titres disponibles à la vente
Au 31 décembre 2009	**2 158**
Gains et pertes enregistrés en résultat	(23)
Gains et pertes enregistrés en capitaux propres	(139)
Acquisitions	358
Cessions	(69)
Variations de périmetre, change et divers	(166)
Au 31 décembre 2010	**2 120**
Gains et pertes enregistrés en résultat relatifs aux instruments détenus à la fin de période	295

Une variation à la baisse de 10% de la valeur globale du principal titre non coté, Atlantic LNG, se traduirait par une perte avant impôts sur les capitaux propres de 51 millions d'euros.

14.4.2 Passifs financiers

Les instruments financiers positionnés au passif se répartissent de la manière suivante entre les différents niveaux de juste valeur :

Juste valeur par niveau	31 déc. 2010				31 déc. 2009			
En millions d'euros	Total	niveau 1	niveau 2	niveau 3	Total	niveau 1	niveau 2	niveau 3
Dettes financières rentrant dans une relation de couverture de juste valeur	8 714	-	8 714	-	8 296	-	8 296	-
Instruments financiers dérivés	7 842	992	6 782	69	8 961	561	8 315	85
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	*1 126*	*-*	*1 117*	*10*	*752*	*-*	*752*	*-*
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de portfolio management	*2 494*	*168*	*2 269*	*57*	*3 279*	*93*	*3 101*	*85*
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de trading	*4 055*	*824*	*3 229*	*2*	*4 837*	*469*	*4 369*	*-*
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments	*166*	*-*	*166*	*-*	*93*	*-*	*93*	*-*
TOTAL	**16 556**	**992**	**15 495**	**69**	**17 257**	**561**	**16 611**	**85**

Dettes financières

Les Dettes financières comportent des emprunts obligataires rentrant dans une relation de couverture de juste valeur sont présentés dans ce tableau en niveau 2. Ces emprunts ne sont réévalués qu'au titre de leur composante taux, dont la juste valeur est déterminée sur base de données observables.

Instruments financiers dérivés

Cf. Note 14.4.1.

NOTE 15 RISQUES LIÉS AUX INSTRUMENTS FINANCIERS

La gestion des risques financiers est présentée dans le chapitre 5 «Facteurs de risque» du Document de Référence.

15.1 Risques de marché

15.1.1 Risques de marché sur matières premières

Les activités comportant des risques de marché sur matières premières sont principalement :

- les activités de gestion de portefeuille (appelées *portfolio management*), et
- les activités de *trading*.

Le Groupe distingue principalement deux types de risques de marché sur matières premières : les risques de prix directement liés aux fluctuations des prix de marché et les risques de volume inhérents à l'activité.

Dans le cadre de son exploitation, le Groupe est exposé aux risques de marché sur matières premières, en particulier gaz, électricité, charbon, pétrole et produits pétroliers, autres combustibles, CO_2 et autres produits verts. Il intervient sur ces marchés de l'énergie, soit à des fins d'approvisionnement, soit pour optimiser et sécuriser sa chaîne de production et de vente d'énergie. Le Groupe a également recours à des produits dérivés pour offrir à ses clients des instruments de couverture et pour couvrir ses propres positions.

15.1.1.1 Activités de portfolio management

Le *portfolio management* est l'activité d'optimisation de la valeur de marché des actifs (centrales électriques, contrats d'approvisionnement en gaz, charbon, vente d'énergie, stockage et transport de gaz) aux différents horizons de temps (long terme, moyen terme, court terme). Cette optimisation consiste à :

- garantir l'approvisionnement et assurer les équilibres entre besoins et ressources physiques ;
- gérer les risques de marché (prix, volume) afin d'extraire le maximum de valeur des portefeuilles dans un cadre de risque donné.

Le cadre de risque consiste à sécuriser la trajectoire financière du Groupe sur l'horizon budgétaire et à lisser les résultats à moyen terme (3 ou 5 ans selon la maturité des marchés). Il incite les gestionnaires de portefeuille à couvrir économiquement leur portefeuille.

Les analyses de sensibilité des activités de portfolio management, présentées dans le tableau ci-après, sont calculées sur la base d'un portefeuille figé à une date donnée et peuvent ne pas être représentatives des évolutions futures du résultat et des capitaux propres du Groupe. Il convient également de préciser qu'elles sont calculées hors effet des contrats de vente et d'achat de matières premières entrant dans le cadre de l'activité normale du Groupe qui conformément à IAS 39 ne sont pas comptabilisés comme des instruments financiers dérivés.

Analyse de sensibilité		31 déc. 2010		31 déc. 2009	
En millions d'euros	Variations de prix	Impact sur le résultat avant impôts	Impact sur les capitaux propres avant impôts	Impact sur le résultat avant impôts	Impact sur les capitaux propres avant impôts
Produits pétroliers	+ 10 $US/bbl	(194)	269	(97)	326
Gaz naturel	+ 3 euros/MWh	87	(26)	167	(13)
Charbon	+ 10 $US/ton	12	35	82	71
Electricité	+ 5 euros/MWh	(37)	49	(30)	(46)
Droits d'émission de gaz à effet de serre	+ 2 euros/ton	(41)	(6)	(32)	(6)
EUR/USD	+ 10%	112	(194)	76	(213)
EUR/GBP	+ 10%	34	4	(59)	(2)
EUR/CAD	+ 10%	-	17	-	16
THB/USD	+ 10%	35	-	4	-

Du fait de la faible utilisation de contrats optionnels, l'analyse de sensibilité est symétrique pour des variations de prix à la hausse ou à la baisse.

15.1.1.2 Activités de trading

Certaines entités du Groupe réalisent des activités de trading dont les principales missions sont :

- accès au marché de gros de l'énergie ;
- conseil et exécution des couvertures.

Le chiffre d'affaires des activités de *trading* s'est élevé à 146 millions d'euros au 31 décembre 2010 (contre 340 millions d'euros en 2009).

La quantification du risque de marché des activités de *trading* par la *VaR* fournit une mesure du risque, tous marchés et produits confondus. La *VaR* représente la perte potentielle sur la valeur d'un portefeuille compte tenu d'un horizon de détention et d'un intervalle de confiance. La *VaR* ne constitue pas une indication des résultats attendus mais fait l'objet d'un backtesting régulier.

Le Groupe utilise un horizon de détention de 1 jour et un intervalle de confiance de 99%. La *VaR* présentée ci-après résulte de l'agrégation des *VaR* des entités de *trading* du Groupe.

Value at risk *En millions d'euros*	31 déc. 2010	2010 moyenne [a]	Maximum 2010 [b]	Minimum 2010 [b]	2009 moyenne [a]
Activités de trading	6	9	17	5	6

(a) Moyenne des VaR quotidiennes.
(b) Maximum et minimum observés en fin de mois en 2010.

15.1.2 Couvertures de risques de marché sur matières premières

Le Groupe engage des opérations de couverture de flux de trésorerie (*cash-flow hedges*) et de couverture de juste valeur (*fair value hedges*), telles que définie par la norme IAS 39, en utilisant les instruments dérivés proposés sur les marchés organisés ou de gré à gré, qu'ils soient fermes ou optionnels, qu'ils soient réglés en net ou par livraison physique.

Les justes valeurs des instruments financiers dérivés sur matières premières aux 31 décembre 2010 et 2009 sont présentées dans le tableau ci-dessous :

	31 déc. 2010				31 déc. 2009			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
En millions d'euros	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant
Instruments financiers dérivés afférents aux activités de portfolio management	1 580	994	(1 457)	(1 037)	2 335	961	(2 194)	(1 085)
Couverture de flux de trésorerie	*964*	*464*	*(837)*	*(299)*	*1 214*	*516*	*(1 389)*	*(592)*
*Autres instruments financiers dérivés**	*616*	*531*	*(620)*	*(738)*	*1 122*	*445*	*(804)*	*(493)*
Instruments financiers dérivés afférents aux activités de trading	4 082	-	(4 055)	-	4 917	-	(4 837)	-
TOTAL	**5 662**	**994**	**(5 512)**	**(1 037)**	**7 252**	**961**	**(7 031)**	**(1 085)**

* *Au 31 décembre 2010, les couvertures de juste valeur sont non significatives pour le Groupe et sont reprises sous cette rubrique. Les données comparatives 2009 ont été retraitées en conséquence.*

Se reporter également aux Notes 14.1.3 et 14.2.2

Les justes valeurs, telles qu'indiquées dans le tableau ci-dessus, reflètent les montants pour lesquels les actifs pourraient être échangés, ou les passifs éteints à la date de clôture. Ces justes valeurs ne sont pas représentatives des flux de trésorerie futurs probables dans la mesure où les positions (i) sont sensibles aux mouvements de prix, (ii) peuvent être modifiées par des nouvelles transactions, et (iii) peuvent être compensées par des flux de trésorerie futurs des transactions sous-jacentes.

15.1.2.1 Couvertures de flux de trésorerie

Par type de matières premières, la juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie se détaille comme suit :

	31 déc. 2010				31 déc. 2009			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
En millions d'euros	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant
Gaz naturel	289	144	(322)	(121)	301	71	(420)	(216)
Electricité	149	57	(143)	(73)	284	124	(178)	(95)
Charbon	69	44	(27)	(23)	10	17	(7)	(11)
Pétrole	437	139	(342)	(84)	600	264	(768)	(255)
Autres	20	79	(3)	2	19	39	(16)	(14)
TOTAL	**964**	**464**	**(837)**	**(299)**	**1 214**	**516**	**(1 389)**	**(592)**

Les montants notionnels des instruments de couverture de flux de trésorerie ainsi que leurs échéances sont indiqués ci-après :

Montants notionnels (nets)* *En GWh*	Total au 31 déc. 2010	2011	2012	2013	2014	2015	Au-delà de 5 ans
Gaz naturel, électricité et charbon	21 021	5 836	4 068	9 859	1 258	-	-
Produits pétroliers	146 936	100 964	43 527	2 444	-	-	-
Autres	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**167 957**	**106 800**	**47 595**	**12 303**	**1 258**	**-**	**-**

* *Position acheteuse/(position vendeuse)*

Montants notionnels (nets)* *En milliers de tonnes*	Total au 31 déc. 2010	2011	2012	2013	2014	2015	Au-delà de 5 ans
Droits d'émission de gaz. à effet de serre	(1 084)	160	(1 244)	-	-	-	-
TOTAL	**(1 084)**	**160**	**(1 244)**	**-**	**-**	**-**	**-**

* *Position acheteuse/(position vendeuse).*

Au 31 décembre 2010, un gain de 238 millions d'euros est comptabilisé dans les capitaux propres (contre un gain de 312 millions d'euros en 2009). Une perte de 223 millions d'euros est reclassée de capitaux propres vers le compte de résultat en 2010 (contre une perte de 599 millions d'euros en 2009).

Les gains et pertes relatifs à la partie inefficace des couvertures sont enregistrés en compte de résultat. Au titre de 2010, un gain de 33 millions d'euros a été enregistré (contre une perte de 38 millions d'euros en 2009).

15.1.2.2 Autres instruments financiers dérivés sur matières premières

Les autres instruments financiers dérivés sur matières premières regroupent les dérivés incorporés, les contrats de vente et d'achat de matières premières qui à la date de clôture n'entrent pas dans le cadre de l'activité normale du Groupe et les instruments financiers dérivés qui ne qualifient pas de couverture selon les critères définis par IAS 39.

15.1.3 Risque de change

Le Groupe est exposé aux risques de change définis comme l'impact sur l'état de situation financière et le compte de résultat des fluctuations des taux de change dans l'exercice de ses activités opérationnelles et financières. Ceux-ci se déclinent en (i) risque transactionnel lié aux opérations courantes, (ii) risque transactionnel spécifique lié aux projets d'investissement ou de fusion-acquisition et (iii) risque translationnel lié à la consolidation, en euro, des états financiers des filiales dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro. Ce risque est concentré sur les participations aux États-Unis, Brésil, Thaïlande, Pologne, Norvège et Royaume-Uni.

15.1.3.1 Instruments financiers par devises

Les ventilations par devises de l'encours des dettes financières et de l'endettement net, avant et après prise en compte des instruments dérivés de couverture, sont présentées dans les tableaux ci-dessous :

● ENCOURS DES DETTES FINANCIÈRES

	31 déc. 2010		31 déc. 2009	
	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés
Zone euro	61%	53%	65%	63%
Zone dollar	14%	21%	14%	18%
Zone livre	6%	2%	4%	2%
Autres devises	19%	24%	16%	17%
TOTAL	100%	100%	100%	100%

● ENDETTEMENT NET

	31 déc. 2010		31 déc. 2009	
	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés
Zone euro	57%	45%	60%	56%
Zone dollar	16%	26%	18%	23%
Zone livre	6%	2%	5%	1%
Autres devises	21%	27%	18%	19%
TOTAL	100%	100%	100%	100%

15.1.3.2 Analyse de sensibilité au risque de change

L'analyse de sensibilité a été établie sur base de la situation de l'endettement net (y compris instruments financiers dérivés de taux d'intérêt et de change) à la date de clôture.

Pour le risque de change, la sensibilité correspond à une variation de cours de change de +/- 10% par rapport au cours de clôture.

Impact sur le résultat après impact des dérivés de change

Une variation des cours de change des devises contre euro n'a d'impact en résultat que sur les passifs libellés dans une autre devise que la devise fonctionnelle des sociétés les portant dans leur état de situation financière et dans la mesure où ces passifs n'ont pas été qualifiés de couverture d'investissements nets. In fine, l'impact d'une variation uniforme de plus ou moins de 10% des devises contre euro génèrerait un gain ou une perte de 24 millions d'euros.

Impact sur les capitaux propres

Pour les instruments financiers (dettes et dérivés) qualifiés de couverture d'investissement net, une variation uniforme défavorable de 10% des devises contre euro a un impact en capitaux propres de 474 millions d'euros. Cette variation est compensée par un effet de sens inverse sur l'investissement net en devises couvert.

15.1.4 Risque de taux d'intérêt

L'objectif du Groupe est de maîtriser son coût de financement en limitant l'impact des variations de taux d'intérêt sur son compte de résultat, et, pour ce faire de disposer d'une répartition équilibrée entre les différentes références de taux à horizon moyen terme (cinq ans). La politique du Groupe est donc d'opérer une diversification des références de taux de la dette nette entre taux fixe, taux variable et taux variable protégé («taux variable *cappé*»),

la répartition pouvant évoluer autour de l'équilibre en fonction du contexte de marché. Cela a été le cas en 2010, lorsque compte tenu du contexte de baisse très importante des taux d'intérêt à long terme en euros et dollars américains, le Groupe a poursuivi l'augmentation de son ratio de couverture à taux fixe et accru la duration de ses couvertures afin de cristalliser à moyen terme ces taux attractifs.

Pour gérer la structure de taux d'intérêt de sa dette nette, le Groupe a recours à des instruments de couverture, essentiellement des *swaps* et des options de taux. Au 31 décembre 2010, le Groupe dispose d'un portefeuille de couvertures optionnelles (*caps*) le protégeant contre une hausse des taux courts euros, dollars américains et livres sterling. Compte tenu des niveaux historiquement bas de l'ensemble des taux courts sur l'exercice 2010, la quasi-totalité des couvertures optionnelles euros, dollars américains et livres sterling sont pour l'instant inactivées.

15.1.4.1 Instruments financiers par type de taux

Les ventilations par type de taux de l'encours des dettes financières et de l'endettement net, avant et après prise en compte des instruments dérivés de couverture, sont présentées dans les tableaux ci-dessous :

● ENCOURS DES DETTES FINANCIÈRES

	31 déc. 2010		31 déc. 2009	
	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés
Variable	41%	44%	41%	43%
Fixe	59%	56%	59%	57%
TOTAL	100%	100%	100%	100%

● ENDETTEMENT NET

	31 déc. 2010		31 déc. 2009	
	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés
Variable	18%	22%	20%	23%
Fixe	82%	78%	80%	77%
TOTAL	100%	100%	100%	100%

15.1.4.2 Analyse de sensibilité au risque de taux d'intérêt

L'analyse de sensibilité a été établie sur base de la situation de l'endettement net (y compris instruments financiers dérivés de taux d'intérêt et de change) à la date de clôture.

Pour le risque de taux d'intérêt, la sensibilité correspond à une variation de la courbe de taux de +/- 1% par rapport aux taux d'intérêt en vigueur à la date de clôture.

Impact sur le résultat après impact des dérivés

Une augmentation de 1% des taux d'intérêt court terme (uniforme pour toutes les devises) sur le nominal de la dette nette à taux variable, et les jambes à taux variable des dérivés, aurait un impact sur la charge nette d'intérêt de 83 millions d'euros. Une diminution de 1% des taux d'intérêt court terme aurait pour impact un allègement de la charge nette d'intérêt de 102 millions d'euros. La dissymétrie de l'impact est liée au faible niveau des taux court terme (inférieurs à 1%) applicables à un certain nombre d'actifs et passifs financiers.

Une augmentation de 1% des taux d'intérêt (identique pour toutes les devises) génèrerait, en compte de résultat, un gain de 210 millions d'euros lié à la variation de juste valeur des dérivés non documentés ou qualifiés de couverture d'investissement net. Une diminution de 1% des taux d'intérêts génèrerait a contrario une perte de 239 millions d'euros. La dissymétrie de l'impact est liée au portefeuille d'options de taux.

Impact sur les capitaux propres

Une variation uniforme de plus ou moins 1% des taux d'intérêt (identique pour toutes les devises) génèrerait, sur les capitaux propres, un gain ou une perte de 273 millions d'euros lié à la variation de juste valeur des dérivés documentés en couverture de flux de trésorerie détenus par les filiales consolidées par intégration globale et proportionnelle.

15.1.4.3 Couvertures du risque de change ou de taux d'intérêt

Les justes valeurs et montants notionnels des instruments financiers dérivés de couverture du risque de change et de taux d'intérêt sont présentées ci après :

Dérivés de change	31 déc. 2010		31 déc. 2009	
En millions d'euros	Total valeur de marché	Total nominal	Total valeur de marché	Total nominal
Couverture de juste valeur	288	1 908	34	2 012
Couverture des flux de trésorerie	86	3 219	(25)	2 498
Couverture d'investissement net	(59)	4 659	36	3 346
Dérivés non qualifiés de couverture	10	13 056	0	13 314
TOTAL	325	22 842	45	21 169

Dérivés de taux	31 déc. 2010		31 déc. 2009	
En millions d'euros	Total valeur de marché	Total nominal	Total valeur de marché	Total nominal
Couverture de juste valeur	378	7 616	367	7 308
Couverture des flux de trésorerie	(282)	5 094	(179)	4 727
Dérivés non qualifiés de couverture	(35)	19 680	18	14 924
TOTAL	61	32 291	207	26 960

Les justes valeurs présentées ci-dessus sont de signe positif dans le cas d'un actif et de signe négatif dans le cas d'un passif.

Le Groupe qualifie de couverture de juste valeur les instruments dérivés de change couvrant des engagements fermes libellés en devises, ainsi que les opérations de variabilisation de la dette.

Les couvertures de flux de trésorerie correspondent essentiellement à de la couverture de flux d'exploitation futurs en devises, ainsi qu'à de la couverture de dettes à taux variables.

Les instruments dérivés de couverture d'investissement net sont essentiellement des *swaps* de devises.

Les instruments dérivés non qualifiés de couverture correspondent à des instruments qui ne peuvent être qualifiés de couverture comptable, bien qu'ils couvrent économiquement des engagements en devise ainsi que des emprunts. L'effet constaté sur les dérivés de change est d'ailleurs quasi intégralement compensé par des résultats de change sur les éléments couverts.

Couverture de juste valeur

Au 31 décembre 2010, l'impact net des couvertures de juste valeur enregistré au compte de résultat représente une perte de 9 millions d'euros.

Couverture des flux de trésorerie

La maturité des instruments financiers dérivés de change et de taux d'intérêt entrant dans une relation de couverture de flux de trésorerie est la suivante :

Au 31 décembre 2010 *En millions d'euros*	Total	2011	2012	2013	2014	2015	> 5 ans
Juste valeur des dérivés par date de maturité	(195)	(69)	(24)	(6)	(22)	1	(75)

Au 31 décembre 2009 *En millions d'euros*	Total	2010	2011	2012	2013	2014	> 5 ans
Juste valeur des dérivés par date de maturité	(204)	(77)	(63)	(5)	27	(5)	(82)

Au 31 décembre 2010, les pertes et gains enregistrés en capitaux propres sur la période sont de 96 millions d'euros.

Le montant recyclé des capitaux propres et comptabilisé dans le résultat de la période est de 7 millions d'euros.

La part inefficace comptabilisée en résultat au titre de ces couvertures de flux de trésorerie représente une perte de 13 millions d'euros.

Couverture d'investissement net

La part inefficace comptabilisée en résultat au titre de ces couvertures d'investissement net représente une perte de 37 millions d'euros.

15.2 Risque de contrepartie

Le Groupe est exposé, par ses activités opérationnelles et financières, aux risques de défaillance de ses contreparties (clients, fournisseurs, partenaires, intermédiaires, banques) lorsque celles-ci se trouvent dans l'impossibilité d'honorer leurs engagements contractuels. Ce risque résulte de la combinaison d'un risque de paiement (non-paiement des prestations ou livraisons réalisées), de livraison (non-livraison de prestations ou fournitures payées) et d'un risque de remplacement des contrats défaillants (appelé exposition *Mark to Market* correspondant au remplacement dans des conditions différentes de celles prévues initialement).

15.2.1 Activités opérationnelles

Le Comité Risque de Marché Énergie (CRME) assure une consolidation et un suivi trimestriel des expositions sur les principales contreparties énergie du Groupe et s'assure du respect des limites Groupe fixées pour ces contreparties.

L'encours des créances clients et autres débiteurs dont l'échéance est dépassée est analysé ci-après :

Clients et autres débiteurs	Actifs non dépréciés échus à la date de clôture				Actifs dépréciés	Actifs non dépréciés non échus	
En millions d'euros	0-6 mois	6-12 mois	au delà d'1 an	Total	Total	Total	Total
Au 31 décembre 2010	1 235	261	403	1 900	1 640	18 885	**22 425**
Au 31 décembre 2009	1 086	305	177	1 567	1 447	17 901	**20 915**

L'antériorité des créances échues non dépréciées peut varier significativement en fonction des catégories de clients auprès desquels les sociétés du Groupe exercent leur activité, selon qu'il s'agisse d'entreprises privées, de particuliers ou de collectivités publiques. Les politiques de dépréciation retenues sont déterminées, entité par entité, selon les particularités de ces différentes catégories de clients. Le Groupe estime par ailleurs n'être exposé à aucun risque significatif en terme de concentration de crédit.

Dans le cas des instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières, le risque de contrepartie correspond à la juste valeur positive des dérivés. Lors de l'évaluation des instruments financiers dérivés, le facteur risque de contrepartie est intégré dans la détermination de la juste valeur de ces dérivés.

Risques de contreparties [a]	31 déc. 2010		31 déc. 2009	
En millions d'euros	Investment Grade [b]	Total [d]	Investment Grade [b]	Total [d]
Exposition brute	7 752	8 128	9 629	10 477
Exposition nette [c]	1 670	1 761	2 451	2 648
% de l'exposition crédit des contreparties «Investment Grade »	94,8%		92,6%	

(a) Ne comprend pas les positions dont la juste valeur est négative.

(b) Sont incluses dans la colonne «Investment Grade» les opérations avec des contreparties dont la notation minimale est respectivement BBB- chez Standard & Poor's, Baa3 chez Moody's, ou un équivalent chez Dun & Bradstreet. L'«Investment Grade» est également déterminé en utilisant les notations de crédit accessibles au public et en prenant en considération l'existence des actifs gagés, ainsi que de lettres de crédit et de garanties des maisons mères.

(c) Après prise en compte du collatéral, d'accords de compensation et d'autres techniques de rehaussement de crédit.

(d) L'écart entre le montant exposé au risque de contrepartie et le total des instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières à l'actif du bilan provient de créances clients et de contrats d'achat ou de vente de matières premières entrant dans le cadre de l'activité normale du Groupe.

15.2.2 Activités financières

Concernant ses activités financières, le Groupe a mis en place des procédures de gestion et de contrôle du risque basées d'une part sur l'habilitation des contreparties en fonction de leurs ratings externes, d'éléments objectifs de marché (*credit default swap*, capitalisation boursière) et de leurs surfaces financières et d'autre part, sur des limites de risque de contrepartie.

Afin de diminuer son exposition sur le risque de contrepartie, le Groupe a recours à un cadre juridique normé basé sur des contrats cadres (incluant des clauses de *netting*) ainsi que des contrats de collatéralisation (appels de marge).

Le contrôle des risques de contreparties liés à ces activités est assuré au sein de la Direction Financière par un Middle Office indépendant du Trésorier Groupe.

15.2.2.1 Risque de contrepartie lié aux Prêts et créances au coût amorti (hors créances clients et autres débiteurs)

L'encours des prêts et créances au coût amorti (hors créances clients et autres débiteurs) dont l'échéance est dépassée est analysé ci-après :

Prêts et créances au coût amorti (hors créances clients et autres débiteurs)	Actifs non dépréciés échus à la date de clôture				Actifs dépréciés	Actifs non dépréciés non échus	
En millions d'euros	0-6 mois	6-12 mois	Au delà d'1 an	Total	Total	Total	Total
Au 31 décembre 2010	9	9	12	29	433	3 745	**4 208**
Au 31 décembre 2009	15	2	10	27	464	3 345	**3 835**

L'encours des prêts et créances au coût amorti (hors créances clients et autres débiteurs) ne comprend pas les éléments de perte de valeur, variation de juste valeur et de coût amorti pour respectivement -399 millions d'euros, -2 millions d'euros et 18 millions d'euros au 31 décembre 2010 (contre -464 millions d'euros, -5 millions d'euros et 6 millions d'euros au 31 décembre 2009). L'évolution de ces éléments est présentée en Note 14.1.2 «Prêts et créances au coût amorti».

15.2.2.2 Risque de contrepartie lié aux activités de placement

Le Groupe est exposé au risque de contrepartie sur le placement de ses excédents et au travers de l'utilisation d'instruments financiers dérivés. Dans le cas des instruments financiers à la juste valeur par résultat, ce risque correspond à la juste valeur positive.

Au 31 décembre 2010, le total des encours exposés au risque crédit est de 14 362 millions d'euros.

Risque de contrepartie lié aux activités de placement	31 déc. 2010			31 déc. 2009		
	Investment Grade [a]	Sans notation [b]	Non Investment Grade [b]	Investment Grade [a]	Sans notation [a]	Non Investment Grade [b]
% de l'exposition aux contreparties	90%	9%	1%	84%	15%	1%

(a) Contreparties dont la notation minimale est BBB- chez Standard & Poors ou Baaa3 chez Moody's.

(b) L'essentiel de ces deux expositions est porté par des sociétés consolidées dans lesquelles existent des intérêts minoritaires ou par des sociétés du Groupe opérant dans des pays émergents, où la trésorerie n'est pas centralisable et est donc placée localement.

Par ailleurs au 31 décembre 2010, aucune contrepartie ne représentait plus de 7,6% des placements des excédents.

15.3 Risque de liquidité

Dans le cadre de son exploitation, le Groupe est exposé à un risque de manque de liquidités permettant de faire face à ses engagements contractuels. Les appels de marge requis par certaines activités de marché sur matières premières sont inclus dans le BFR (Besoin en Fonds de Roulement).

La liquidité repose sur le maintien de disponibilités et de facilités de crédit confirmées. Le Groupe dispose de facilités de crédit confirmées compatibles avec sa taille et les échéances auxquelles il doit faire face. Le montant de ces facilités de crédit confirmées représente 16 177 millions d'euros au 31 décembre 2010, dont 14 588 millions d'euros de lignes disponibles et non tirées. 75% des lignes de crédit totales et 83% des lignes non tirées sont centralisées. Aucune de ces lignes centralisées ne contient de clause de défaut liée à des ratios financiers ou à des niveaux de notation.

Au 31 décembre 2010, les ressources bancaires représentent 35% de la dette brute (hors découverts bancaires, coût amorti et effet des dérivés), le reste étant principalement financé par le marché des capitaux (dont 24 896 millions d'euros de dettes obligataires, soit 57% de la dette brute).

La trésorerie, composée de la trésorerie et équivalents de trésorerie, des actifs financiers qualifiant et désignés à la juste valeur par résultat, nets des découverts bancaires, s'élève à 11 111 millions d'euros au 31 décembre 2010.

La politique de financement du Groupe s'appuie sur les principes suivants :

- centralisation des financements externes ;
- diversification des sources de financements entre le marché bancaire et le marché des capitaux ;
- profil de remboursement équilibré des dettes financières.

Le Groupe centralise la quasi-totalité des besoins et des excédents de trésorerie des sociétés contrôlées du Groupe, ainsi que la majorité de leurs besoins de financement externes à moyen et long termes. La centralisation est assurée via les véhicules de financement (long terme et court terme) ainsi que via les véhicules dédiés de *cash pooling* du Groupe, situés en France, en Belgique ainsi qu'au Luxembourg.

Les excédents portés par les véhicules centraux sont gérés dans le cadre d'une politique unique. Les excédents de trésorerie ne pouvant être centralisés sont investis sur des supports sélectionnés au cas par cas en fonction des contraintes des marchés financiers locaux et de la solidité financière des contreparties.

Le Groupe diversifie ses ressources de financement en procédant le cas échéant à des émissions obligataires publiques ou privées, dans le cadre de son programme d'*Euro Medium Term Note*, et à des émissions de billets de trésorerie (*Commercial Papers)* en France, en Belgique et aux États-Unis.

Les encours d'émission de papier à court terme représentent 9% de la dette brute et s'élevaient à 3 829 millions d'euros au 31 décembre 2010. Ces programmes sont utilisés de manière conjoncturelle ou structurelle pour financer les besoins à court terme du Groupe en raison de leur coût attractif et de leur liquidité. La totalité des encours est toutefois adossée à des facilités bancaires confirmées afin que le Groupe puisse continuer à se financer dans le cas où l'accès à cette source de financement viendrait à se tarir.

Depuis la crise financière du quatrième trimestre 2008 et l'augmentation du risque de contrepartie qui a suivi, le Groupe a ajusté sa politique d'investissement avec un objectif d'extrême liquidité et de protection du capital investi (au 31 décembre 2010, 86% de la trésorerie centralisée était investi en dépôts bancaires au jour le jour ou en OPCVM monétaires réguliers à liquidité jour), et un suivi quotidien des performances et des risques de contrepartie sur ces deux types d'investissements, permettant une réactivité immédiate.

15.3.1 Flux contractuels non actualisés relatifs aux activités financières

Au 31 décembre 2010, les flux contractuels non actualisés sur l'endettement net hors cout amorti et effets des instruments financiers dérivés par date de maturité sont les suivants :

Au 31 décembre 2010 *En millions d'euros*	Total	2011	2012	2013	2014	2015	Au-delà de 5 ans
Emprunts obligataires	24 896	921	2 534	1 278	3 790	2 297	14 076
Billets de trésorerie	3 829	3 829	(0)	0	0	0	0
Tirages sur facilités de crédit	1 588	302	388	2	393	415	88
Emprunts sur location financement	1 502	243	129	110	110	82	827
Autres emprunts bancaires	10 877	1 110	1 132	1 365	1 165	738	5 366
Autres emprunts	1 290	65	372	166	58	32	598
Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	1 741	1 741	0	0	0	0	0
Encours des dettes financières	**45 722**	**8 210**	**4 555**	**2 922**	**5 516**	**3 564**	**20 956**
Actifs financiers qualifiant et désignés à la juste valeur par résultat	(1 555)	(1 555)	0	0	0	0	0
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(11 296)	(11 296)	0	0	0	0	0
ENDETTEMENT NET HORS COÛT AMORTI EFFETS DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS ET CASH COLLATÉRAL	**32 871**	**(4 641)**	**4 555**	**2 922**	**5 516**	**3 564**	**20 956**

Au 31 décembre 2009 *En millions d'euros*	Total	2010	2011	2012	2013	2014	Au-delà de 5 ans
ENCOURS DES DETTES FINANCIÈRES	41 011	9 593	2 125	4 186	2 808	5 188	17 111
Actifs financiers qualifiant et désignés à la juste valeur par résultat et Trésorerie et équivalents de trésorerie	(11 933)	(11 933)	0	0	0	0	0
ENDETTEMENT NET HORS COÛT AMORTI ET EFFETS DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS ET CASH COLLATÉRAL	29 078	(2 340)	2 125	4 186	2 808	5 188	17 111

Au 31 décembre 2010, les flux contractuels d'intérêts non actualisés sur l'encours des dettes financières par date de maturité sont les suivants :

Au 31 décembre 2010 *En millions d'euros*	Total	2011	2012	2013	2014	2015	Au-delà de 5 ans
Flux contractuels d'intérêts non actualisés sur l'encours des dettes financières	17 769	1 801	1 902	1 711	1 570	1 370	9 414

Au 31 décembre 2009 *En millions d'euros*	Total	2010	2011	2012	2013	2014	Au-delà de 5 ans
Flux contractuels d'intérêts non actualisés sur l'encours des dettes financières	13 694	1 600	1 558	1 518	1 357	1 220	6 442

Au 31 décembre 2010, les flux contractuels non actualisés sur l'encours des dérivés (hors matières premières) enregistrés au passif et à l'actif par date de maturité sont les suivants (montants nets) :

Au 31 décembre 2010 *En millions d'euros*	Total	2011	2012	2013	2014	2015	Au-delà de 5 ans
Dérivés (hors matières premières)	214	533	(118)	32	(69)	0	(166)

Au 31 décembre 2009 *En millions d'euros*	Total	2010	2011	2012	2013	2014	Au-delà de 5 ans
Dérivés (hors matières premières)	326	91	223	50	(9)	(15)	(13)

Afin de refléter au mieux la réalité économique des opérations, les flux liés aux dérivés enregistrés au passif et à l'actif présentés ci-dessus correspondent à des positions nettes.

Les facilités de crédit confirmées non utilisées ont les échéances suivantes :

Au 31 décembre 2010 *En millions d'euros*	Total	2011	2012	2013	2014	2015	Au-delà de 5 ans
Programme de facilités de crédit confirmées non utilisées	14 588	1 528	5 307	653	1 324	5 193	583

Au 31 décembre 2009 *En millions d'euros*	Total	2010	2011	2012	2013	2014	Au-delà de 5 ans
Programme de facilités de crédit confirmées non utilisées	14 691	2 991	751	9 474	127	1 130	218

Parmi ces programmes disponibles, 3 829 millions d'euros sont affectés à la couverture des billets de trésorerie émis.

Les lignes de crédit confirmées non utilisées comprennent notamment un crédit syndiqué multi-devises de 4 milliards d'euros (échéance 2015) signé en juin 2010 et visant à refinancer par anticipation les lignes de crédit venant à échéance en 2012. Ces lignes ne sont pas subordonnées au respect de ratios ou de notes de crédit.

Au 31 décembre 2010, aucune contrepartie ne représentait plus de 6,1% des programmes de lignes de crédit confirmées non tirées.

15.3.2 Flux contractuels non actualisés relatifs aux activités opérationnelles

Le tableau ci-dessous représente une analyse des flux de juste valeur non actualisés dus et à recevoir des instruments financiers dérivés sur matières premières passifs et actifs enregistrés à la date de clôture.

Risque de liquidité *En millions d'euros*	Total	2011	2012	2013	2014	2015	Au-delà de 5 ans
Instruments financiers dérivés passifs							
Afférents aux activités de portfolio management	*(2 495)*	*(1 647)*	*(622)*	*(116)*	*(35)*	*(23)*	*(52)*
Afférents aux activités de trading	*(4 062)*	*(4 062)*					
Instruments financiers dérivés actifs							
Afférents aux activités de portfolio management	*2 599*	*1 624*	*651*	*228*	*32*	*20*	*44*
Afférents aux activités de trading	*4 098*	*4 098*					
TOTAL AU 31 DÉCEMBRE 2010	**140**	**14**	**29**	**113**	**(3)**	**(4)**	**(9)**

Risque de liquidité *En millions d'euros*	Total	2010	2011	2012	2013	2014	Au-delà de 5 ans
Instruments financiers dérivés passifs							
Afférents aux activités de portfolio management	*(3 302)*	*(2 224)*	*(723)*	*(246)*	*(39)*	*(18)*	*(53)*
Afférents aux activités de trading	*(4 814)*	*(4 814)*					
Instruments financiers dérivés actifs							
Afférents aux activités de portfolio management	*3 268*	*2 278*	*673*	*256*	*45*	*4*	*12*
Afférents aux activités de trading	*4 895*	*4 895*					
TOTAL AU 31 DÉCEMBRE 2009	**47**	**135**	**(50)**	**11**	**6**	**(14)**	**(41)**

Le Groupe présente une analyse des échéances contractuelles résiduelles pour les instruments financiers dérivés afférents aux activités de *portfolio management*. Les instruments financiers dérivés relatifs aux activités de *trading* sont réputés liquides à moins d'un an et sont présentés en courant dans l'état de situation financière.

15.4 Engagements relatifs aux contrats de vente et d'achat de matières premières entrant dans le cadre de l'activité normale du Groupe

Dans le cadre de leur activité normale, certaines sociétés opérationnelles du Groupe ont souscrit des contrats à long terme dont certains intègrent des clauses de *take-or-pay* par lesquels elles s'engagent à acheter ou vendre de manière ferme, et les tiers concernés à leur livrer ou acheter de manière ferme, des quantités déterminées de gaz, d'électricité ou de vapeur ainsi que les services associés. Ces contrats ont été documentés comme étant en dehors du champ d'application d'IAS 39. Le tableau ci-dessous regroupe les principaux engagements futurs afférents aux contrats des Branches Global Gaz & GNL, Énergie France et Énergie Europe & International (exprimés en TWh).

En TWh	Total au 31 déc. 2010	2011	2012-2015	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2009
Achats fermes	(11 013)	(957)	(3 191)	(6 865)	**(11 897)**
Ventes fermes	2 115	509	686	920	**1 842**

15.5 Risque sur actions

Au 31 décembre 2010, les titres disponibles à la vente détenus par le Groupe s'élèvent à 3 252 millions d'euros (cf. Note 14.1.1).

Une variation à la baisse de 10% des cours de bourse des titres cotés générerait une perte avant impôts d'environ 113 millions d'euros sur le Résultat Global du Groupe.

Le principal titre non coté est Atlantic LNG, dont la valorisation est basée sur la méthode d'actualisation des dividendes et des cash flows. Les principales hypothèses ayant une incidence sur sa valorisation sont les volumes de production et les prix de l'énergie. Une variation de 10% de la valeur globale du titre Atlantic LNG aurait un impact de 51 millions d'euros sur les capitaux propres.

La gestion du portefeuille d'actions cotées et non cotées du Groupe est encadrée par une procédure d'investissement spécifique et fait l'objet d'un reporting régulier à la Direction Générale.

NOTE 16 ÉLÉMENTS SUR CAPITAUX PROPRES

16.1 Éléments sur capital social

	Nombre d'actions			Valeur (en millions d'euros)		
	Total	D'autocontrôle	En circulation	Capital social	Primes	Autocontrôle
AU 31 DÉCEMBRE 2008	**2 193 643 820**	**(48 323 501)**	**2 145 320 319**	**2 194**	**29 258**	**(1 741)**
Émission	1 934 429		1 934 429	2	30	
Distribution de dividendes en actions	65 398 018		65 398 018	65	1 301	
Achats et ventes d'actions propres		3 208 648	3 208 648			97
AU 31 DÉCEMBRE 2009	**2 260 976 267**	**(45 114 853)**	**2 215 861 414**	**2 261**	**30 590**	**(1 644)**
Émission	26 217 490		26 217 490	26	471	
Annulation d'actions	(36 898 000)	36 898 000	0	(37)	(1 378)	1 415
Achats et ventes d'actions propres		(17 637 311)	(17 637 311)			(436)
AU 31 DÉCEMBRE 2010	**2 250 295 757**	**(25 854 164)**	**2 224 441 593**	**2 250**	**29 683**	**(665)**

Les variations du nombre d'actions durant l'exercice 2010 résultent :

- des augmentations de capital réservées aux salariés au sein d'un plan mondial d'actionnariat salarié dénommé «LINK 2010» (cf. Note 23.2). Au total, 24,2 millions d'actions ont été souscrites, et 0,5 million d'actions ont été attribuées gratuitement, portant le montant de l'augmentation de capital du 24 août à 478 millions d'euros (hors frais d'émission) ;
- des levées d'options de souscription d'actions pour 1,5 million d'actions (cf. Note 23.1.2) ;
- de l'annulation, décidée par le Conseil d'Administration du 9 août 2010, de l'intégralité des 36 898 000 actions propres détenues à cette fin au 31 décembre 2009.

Les variations du nombre d'actions durant l'exercice 2009 résultent de :

- la distribution d'une partie du dividende exceptionnel en actions. En effet, l'Assemblée Générale du 4 mai 2009 a accordé, pour le dividende exceptionnel de 0,80 euro, une option entre le paiement en numéraire ou en actions. Ce dividende exceptionnel a été versé le 4 juin 2009 à hauteur de 340,6 millions d'euros en numéraire et 1 376,6 millions d'euros en actions soit une augmentation de 65 398 018 actions nouvelles ;
- levées d'options de souscription d'actions constituant les émissions de la période.

16.2 Titres donnant accès à de nouvelles actions de GDF SUEZ SA

Lors des exercices antérieurs, le Groupe a attribué des options de souscription d'actions à ses salariés dans le cadre de plans de souscription d'actions présentés dans la Note 23 «Paiements fondés sur des actions».

16.3 Actions propres et d'autocontrôle

Le Groupe dispose d'un plan de rachat d'actions propres résultant de l'autorisation conférée au Conseil d'Administration par l'Assemblée Générale mixte du 3 mai 2010. Ce programme prévoit le rachat d'au maximum 10% des actions composant le capital à la date de l'Assemblée Générale concernée. Il prévoit également que le montant total des acquisitions net de frais ne pourra excéder 12 milliards d'euros tandis que le prix acquitté devra être inférieur à 55 euros par action.

Les rachats d'action nets effectués en 2010 se sont élevés à 491 millions d'euros.

Le Groupe a par ailleurs procédé en 2010 à l'annulation des 36 898 000 actions propres détenues à cette fin au 31 décembre 2009.

16.4 Autres informations sur les primes et réserves consolidées

Les primes et réserves consolidées (y compris le résultat de l'exercice) (59 297 millions d'euros au 31 décembre 2010) intègrent la réserve légale de la société GDF SUEZ SA pour 226 millions d'euros. En application des dispositions légales françaises, 5% du résultat net des sociétés françaises doit être affecté à la réserve

légale jusqu'à ce que celle-ci représente 10% du capital social. Cette réserve ne peut être distribuée aux actionnaires qu'en cas de liquidation.

Les primes et réserves distribuables de la société GDF SUEZ SA s'élèvent à 44 509 millions d'euros au 31 décembre 2010 (contre 47 789 millions d'euros au 31 décembre 2009).

16.5 Dividendes

	Montant réparti *(en millions d'euros)*	Dividende net par action en euros *(dividendes versés en numéraire)*	Nombre d'actions *(dividendes versés en action)*
Au titre de l'exercice 2008			
Solde du dividende au titre de 2008 (payé le 6 mai 2009)	1 287	0,60	
Dividende exceptionnel (payé au choix en numéraire ou en action le 4 juin 2009)	1 717		
Versé en numéraire	*341*	*0,80*	
Versé en actions	*1 377*		65 398 018
Au titre de l'exercice 2009			
Acompte (payé le 18 décembre 2009)	1 773	0,80	
Solde du dividende au titre de 2009 (payé le 10 mai 2010)	1 484	0,67	
Au titre de l'exercice 2010			
Acompte (payé le 15 novembre 2010)	1 846	0,83	

Dividendes proposés au titre de l'exercice 2010

Il sera proposé à l'Assemblée Générale du Groupe GDF SUEZ statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2010 de verser un dividende unitaire de 1,50 euro par action soit un montant total de 3 337 millions d'euros sur la base du nombre d'actions en circulation au 31 décembre 2010. Un acompte de 0,83 euro par action sur ce dividende a été versé le 15 novembre 2010 soit 1 846 millions d'euros.

Sous réserve d'approbation par l'Assemblée Générale, ce dividende, net de l'acompte versé, sera mis en paiement le 6 mai 2011, et n'est pas reconnu en tant que passif dans les comptes au 31 décembre 2010, les états financiers à fin 2010 étant présentés avant affectation.

16.6 Total gains et pertes reconnus en capitaux propres (part du Groupe)

En millions d'euros	31 déc. 2010	Variation	31 déc. 2009	Variation	31 déc. 2008
Actifs financiers disponibles à la vente	646	(119)	765	6	759
Couverture d'investissement net	31	(63)	95	44	51
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)	(196)	11	(207)	58	(265)
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)	342	445	(103)	899	(1 002)
Pertes et gains actuariels	(748)	(479)	(269)	151	(420)
Impôts différés	185	4	181	(364)	545
Quote-part des entreprises associées, net d'impôt	(48)	35	(83)	75	(158)
Écarts de conversion sur éléments ci-dessus	(35)	(3)	(32)	8	(40)
SOUS-TOTAL	**177**	**(169)**	**346**	**877**	**(531)**
Écarts de conversion sur autres éléments	557	879	(322)	351	(673)
TOTAL	**734**	**710**	**24**	**1 228**	**(1 204)**

Le montant des écarts de conversion recyclés en compte de résultat sur la période est non significatif.

Les pertes et gains actuariels cumulés sont présentés au sein des réserves consolidées part du Groupe.

16.7 Transactions entre actionnaires sur les entités contrôlées par le Groupe

La principale opération réalisée entre actionnaires concerne le rachat par le groupe des 49% de Gaselys détenus par la société Générale.

16.8 Participations ne donnant pas le contrôle

Outre le résultat de la période attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle, l'augmentation du poste «participations ne donnant pas le contrôle» provient essentiellement des regroupements d'entreprises décrits dans la Note 2 «Principales variations de périmètre», de l'émission de titres super-subordonnés par SUEZ Environnement, et de l'augmentation de capital de la société Wilhelmshaven.

Titres super-subordonnés émis par SUEZ Environnement

SUEZ Environnement a réalisé une émission de 750 millions d'euros (impact avant frais d'émission) de titres super-subordonnés à durée indéterminée dits hybrides. Ces titres sont subordonnés à tout créditeur senior et portent un coupon initial fixe de 4,82% les cinq premières années.

S'agissant d'un instrument de capitaux propres, le produit de cette émission, diminué des frais d'émission nets d'impôt, est comptabilisé en tant que «participation ne donnant pas le contrôle» dans les capitaux propres du Groupe.

16.9 Gestion du capital

GDF SUEZ cherche à optimiser de manière continue sa structure financière par un équilibre optimal entre son endettement financier net (se reporter à la Note 14.3) et ses capitaux propres totaux tels que figurant dans le bilan consolidé. L'objectif principal du Groupe en termes de gestion de sa structure financière est de maximiser la valeur pour les actionnaires, de réduire le coût du capital, de maintenir une bonne notation tout en assurant la flexibilité financière désirée afin de saisir les opportunités de croissance externe créatrices de valeur. Le Groupe gère sa structure financière et procède à des ajustements au regard de l'évolution des conditions économiques. Dans ce cadre, il peut ajuster le paiement de dividendes aux actionnaires, rembourser une partie du capital, procéder au rachat d'actions propres, émettre de nouvelles actions, lancer des plans de paiement fondés sur actions ou vendre des actifs pour réduire son endettement financier net.

Le Groupe a comme politique de maintenir une notation de catégorie «A» auprès des agences de notation Moody's et S&P. À cette fin, il gère sa structure financière en tenant compte des éléments généralement retenus par ces agences, à savoir le profil opérationnel du Groupe, sa politique financière et un ensemble de ratios financiers. Parmi ceux-ci, un des ratios le plus souvent utilisé est celui qui reprend, au numérateur, les cash-flows opérationnels diminués des charges financières et impôts payés et, au dénominateur, l'endettement financier net ajusté. Les ajustements sur l'endettement financier net portent principalement sur la prise en compte des provisions nucléaires, des provisions pour pensions non couvertes ainsi que des engagements de locations simples.

Les objectifs, politiques et procédures de gestion sont demeurés identiques depuis plusieurs exercices.

En dehors des exigences légales, GDF SUEZ SA n'est sujet à aucune exigence externe en termes de capitaux propres minimums.

NOTE 17 PROVISIONS

En millions d'euros	31 déc. 2009	Dotations	Reprises pour utilisation	Reprises pour excédent	Reprise prov. infra-structures gaz France	Variation de périmètre	Effet de la désactualisation	Écarts de change	Autres	31 déc. 2010
Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme	3 863	242	(344)	(4)		13	191	31	369	4 362
Gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire	3 677	108	(23)	0		0	183	0	(9)	3 936
Démantèlement des installations [(a)]	3 602	6	(18)	0	(1 172)	2	164	3	255	2 840
Reconstitution de sites	1 138	43	(43)	(8)		6	40	21	165	1 362
Autres risques	1 773	519	(424)	(120)		154	9	18	40	1 969
TOTAL PROVISIONS	**14 053**	**919**	**(851)**	**(132)**	**(1 172)**	**175**	**586**	**73**	**820**	**14 469**

(a) Dont 2 413 millions d'euros au 31 décembre 2010 de provisions pour démantèlement des installations nucléaires, contre 2 093 millions d'euros au 31 décembre 2009.

Les variations de périmètre correspondent essentiellement aux effets liés à la prise de contrôle du groupe Agbar chez SUEZ Environnement et au décroisement des sociétés paritaires dans le secteur de l'eau en France.

La colonne «reprise provision infrastructures gaz France» correspond à la reprise de provisions pour démantèlement des infrastructures de transport et de distribution de gaz en France (cf. Note 17.3 «Démantèlements relatifs aux autres installations» et Note 5.5 «Autres éléments non récurrents»).

L'effet de désactualisation portant sur les avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme correspond à la charge d'intérêts sur les obligations de retraite, nette du rendement attendu sur les actifs de couverture.

La colonne «Autres» se compose essentiellement des écarts actuariels générés en 2010 sur les avantages postérieurs à l'emploi, qui sont comptabilisés en autres éléments du résultat global et de l'augmentation des provisions pour démantèlement des centrales nucléaires belges et pour reconstitution de sites dans l'activité exploration-production dont la contrepartie est comptabilisée en immobilisations corporelles.

Les flux de dotations, reprises et désactualisation présentés ci-dessus, sont ventilés de la façon suivante dans le compte de résultat :

En millions d'euros	Dotations nettes
Résultat des activités opérationnelles	(1 240)
Autres produits et charges financiers	586
Impôts	2
TOTAL	**(651)**

L'analyse par nature des provisions et les principes applicables à leurs modalités de calcul sont exposés ci-dessous.

17.1 Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme

Se reporter à la Note 18.

17.2 Obligations relatives aux installations de production nucléaire

Dans le cadre de la production d'énergie à partir d'unités nucléaires, le Groupe assume des obligations de traitement de l'aval du cycle du combustible nucléaire et de démantèlement des centrales nucléaires.

17.2.1 Cadre légal

La loi belge du 11 avril 2003, modifiée par la loi du 25 avril 2007, attribue à Synatom, filiale du Groupe, la gestion des provisions pour le démantèlement des centrales nucléaires et pour la gestion des matières fissiles irradiées dans ces centrales. Cette loi a organisé l'établissement d'une Commission des Provisions Nucléaires dont la mission est de contrôler le processus de constitution et la gestion de ces provisions. Cette Commission émet également des avis sur la révision du pourcentage maximal des fonds que Synatom peut prêter aux exploitants nucléaires ainsi que sur les catégories d'actifs dans lesquels Synatom peut investir la part des fonds qu'elle ne peut prêter aux exploitants nucléaires.

Pour permettre à la Commission des Provisions Nucléaires de remplir ses missions, conformément à la loi dont il est question ci-avant, Synatom est tenue de lui transmettre, tous les trois ans, un dossier décrivant les caractéristiques de base de la constitution de ces provisions.

Un nouveau dossier de réévaluation trisannuelle des provisions nucléaires a été transmis le 22 septembre 2010 par Synatom à la Commission des Provisions Nucléaires qui a rendu son avis le 22 novembre 2010.

Il en a résulté une augmentation de 215 millions d'euros de la provision pour le démantèlement des centrales nucléaires, la contrepartie consistant en un ajustement de l'actif de démantèlement à due concurrence. Par rapport au précédent dossier, les éléments de base que sont notamment la méthodologie d'estimation, les paramètres financiers et les scenarii de gestion retenus sont demeurés inchangés. Les modifications prises en compte ont visé à intégrer les données économiques et les analyses techniques détaillées les plus récentes (tarifs, inventaires physiques et radiologiques…).

La provision pour la gestion des matières fissiles irradiées reste déterminée sur base des hypothèses d'évaluation du dossier de 2007.

La Commission des Provisions Nucléaires a autorisé le Groupe à soumettre, dans l'année 2011, deux études. La première porte sur l'évaluation de la marge d'incertitude à considérer pour la phase de démantèlement des centrales nucléaires, maintenue inchangée à ce jour. La seconde, concernant la provision pour la gestion des matières fissiles irradiées dans les centrales, vise à évaluer la faisabilité d'un scénario de mise à disposition à des tiers du plutonium non recyclé dans les centrales nucléaires belges et à apporter des précisions sur le calcul des frais de retraitement. Les conclusions de ces études et les discussions avec la Commission des Provisions Nucléaires pourraient conduire le Groupe à revoir certaines hypothèses d'évaluation de ces provisions.

Les provisions constituées intègrent dans leurs hypothèses l'ensemble des obligations réglementaires environnementales existantes ou dont la mise en place est prévue au niveau européen, national ou régional. Si une législation complémentaire devait être introduite dans le futur, les coûts estimés servant de base aux calculs seraient susceptibles de varier. Le Groupe n'a toutefois pas connaissance d'évolutions complémentaires dans la réglementation sur la constitution de ces provisions qui pourraient affecter de manière significative les montants provisionnés.

Les provisions ont été établies au 31 décembre 2010 compte tenu du cadre contractuel et légal actuel qui fixe la durée d'exploitation des unités nucléaires à 40 ans, inchangé par rapport à la clôture de l'exercice précédent.

Fin 2009, un accord a été conclu avec le Gouvernement belge qui prévoit, notamment, que ce dernier prendra les dispositions juridiques appropriées afin d'assurer l'extension de la durée d'exploitation, de 40 à 50 ans, de trois unités nucléaires. Ces dispositions nécessitent encore l'adoption ou la modification de textes de loi existants.

Une extension de la durée d'exploitation des trois unités nucléaires concernées ne devrait pas avoir d'impact significatif sur le montant des provisions pour démantèlement. Le report du calendrier des opérations sur ces unités induit une articulation moins optimale des tâches par rapport au démantèlement de l'ensemble des unités du parc, dont l'effet est toutefois compensé par un échéancier plus tardif des décaissements. La contrepartie d'une révision de ces provisions consiste, sous certaines conditions, en un ajustement des actifs correspondants à due concurrence.

La provision pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire ne devrait pas non plus faire l'objet d'un ajustement significatif suite à l'extension de la durée d'exploitation des trois plus anciennes unités dans la mesure où le coût unitaire moyen de retraitement du combustible nucléaire irradié, pour l'ensemble des quantités utilisées jusqu'à la fin de la période d'exploitation des centrales, n'en ressort pas substantiellement modifié.

L'adaptation des provisions sera actée, au même titre que l'extension de la durée d'utilité des actifs, lorsque les textes de loi auront été votés.

17.2.2 Provisions pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire

Après son déchargement d'un réacteur, le combustible nucléaire irradié doit faire l'objet d'un traitement. Deux scénarii peuvent être considérés pour la gestion du combustible irradié : soit une gestion basée essentiellement sur le retraitement, soit une gestion basée essentiellement sur le conditionnement, sans retraitement. Le gouvernement belge n'a, à ce jour, pas encore arrêté sa décision quant au scénario qui devra être suivi en Belgique.

Le scénario retenu par la Commission des Provisions Nucléaires est celui du retraitement différé du combustible nucléaire irradié. Dans ce contexte, le Groupe constitue des provisions qui

couvrent l'ensemble des coûts liés à ce scénario de retraitement : stockage sur site, transport, retraitement par un centre approuvé, entreposage et évacuation des résidus après retraitement.

Les provisions pour aval du cycle sont déterminées sur la base des principes et paramètres suivants :

- le scénario de calcul retenu est un scénario de retraitement différé, dans lequel le combustible déchargé sera retraité et les produits issus de ce retraitement seront évacués, à terme, en dépôt géologique profond ;
- les décaissements devraient s'étaler jusqu'en 2050. À ce moment, les résidus et la provision requise pour couvrir le coût des opérations d'entreposage et d'évacuation profonde seront transférés à l'ONDRAF (Organisme National des Déchets Radioactifs et des Matières Fissiles enrichies). Sur base du scénario retenu, les derniers résidus seraient enfouis vers 2080 ;
- l'engagement à terme est évalué sur base de coûts internes estimés et de coûts externes évalués sur base d'offres reçues de tiers ou de propositions de tarifs émanant d'organismes indépendants ;
- le taux d'actualisation de 5% (taux réel de 3% et taux d'inflation de 2%) est basé sur une analyse de l'évolution et de la moyenne, historiques et prospectives, des taux de référence à long terme ;
- le calcul des dotations à la provision est effectué sur la base d'un coût unitaire moyen pour l'ensemble des quantités utilisées jusqu'à la fin de la période d'exploitation des centrales ;
- une dotation annuelle, correspondant à l'effet de désactualisation de la provision, est également comptabilisée.

Les coûts effectivement supportés dans le futur pourraient différer de ceux estimés compte tenu de leur nature et de leur échéance. Le montant de ces provisions pourrait également être ajusté dans le futur en fonction de l'évolution des paramètres présentés ci-dessus. Ces paramètres sont cependant établis sur base des informations et estimations que le Groupe estime les plus adéquats à ce jour, et approuvés par la Commission des Provisions Nucléaires.

17.2.3 Provisions pour le démantèlement des sites de production nucléaire

Au terme de leur durée d'exploitation, les centrales nucléaires doivent être démantelées. Les provisions constituées dans les comptes du Groupe sont destinées à couvrir tous les coûts relatifs tant à la phase de mise à l'arrêt définitif qui concerne les opérations de déchargement et d'évacuation du combustible irradié de la centrale, qu'à la période de démantèlement proprement dite qui conduit au déclassement et à l'assainissement du site.

Les provisions pour le démantèlement des centrales nucléaires sont constituées sur la base des principes et paramètres suivants :

- le montant à décaisser à terme est déterminé en fonction des coûts estimés par centrale nucléaire, sur base d'une étude réalisée par un bureau d'experts indépendants et en retenant comme hypothèse la réalisation d'un démantèlement en série des centrales ;
- un taux d'inflation de 2% est appliqué jusqu'à la fin du démantèlement pour la détermination de la valeur future de l'engagement ;
- un taux d'actualisation de 5% (y compris 2% d'inflation) est appliqué pour la détermination de la valeur actuelle de l'engagement (NPV). Il est identique à celui retenu pour la provision pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire ;
- les travaux de démantèlement sont réputés débuter 3 à 4 ans après la mise à l'arrêt définitif des unités concernées, dans le cadre actuel d'une durée d'utilité de 40 ans après la mise en service ;
- les décaissements sont étalés sur une durée d'environ 7 ans après la date de début des travaux de démantèlement ;
- la valeur actuelle de l'engagement au moment de la mise en service constitue le montant initial de la provision avec, en contrepartie, un actif d'un montant identique repris dans les immobilisations corporelles concernées. Cet actif est amorti sur une période de 40 ans depuis la date de mise en service industrielle ;
- une dotation annuelle à la provision, correspondant à la charge d'intérêt sur la provision existante à la fin de l'année précédente, est calculée au taux retenu pour l'actualisation.

Les unités nucléaires sur lesquelles le Groupe détient un droit de capacité font également l'objet d'une provision à concurrence de la quote-part dans les coûts attendus de démantèlement qu'il doit supporter.

17.2.4 Sensibilité

Sur base des paramètres actuellement applicables en matière de coûts estimés et du calendrier des décaissements, une variation du taux d'actualisation de 50 points de base est susceptible d'entraîner une modification du solde des provisions pour démantèlement et traitement de l'aval du cycle du combustible nucléaire de l'ordre de 10%, à la hausse en cas de diminution du taux et à la baisse en cas d'augmentation du taux.

Une variation, à la hausse ou à la baisse, de 5% des coûts de démantèlement ou de gestion de l'aval du cycle du combustible serait susceptible d'induire une évolution des provisions dans une proportion globalement similaire.

À noter qu'une évolution propre à la révision de la provision pour démantèlement n'aurait pas d'impact immédiat sur le résultat, la contrepartie consistant, sous certaines conditions, en un ajustement, à due concurrence, des actifs correspondants.

Il convient par ailleurs de préciser que les sensibilités, telles que présentées ci-dessus conformément aux prescrits normatifs, sont mécaniques et doivent s'analyser avec toutes les précautions d'usage compte tenu des nombreux autres paramètres, en partie interdépendants, intégrés dans l'évaluation. En outre, la périodicité de la révision par la Commission des Provisions Nucléaires, telle qu'instaurée légalement, permet d'assurer une correcte évaluation de l'ensemble de l'engagement.

17.3 Démantèlements relatifs aux autres installations

A l'issue de leur durée d'exploitation, certaines installations, dont notamment les centrales classiques, les canalisations de transport, conduites de distribution, sites de stockage, et les terminaux méthaniers doivent être démantelés. Cette obligation résulte de réglementations environnementales actuellement en vigueur dans les pays concernés, de contrats ou de l'engagement implicite du Groupe.

Sur la base des nouvelles estimations de la fin des réserves prouvées et probables de gaz compte tenu notamment des niveaux actuels de production, soit 250 ans selon l'Agence Internationale de l'Énergie, le Groupe a été conduit à revoir l'échéance des provisions pour démantèlement des infrastructures gaz en France et à reprendre ces provisions dont la valeur actuelle est devenue quasi nulle (voir Note 5.5 «Autres éléments non récurrents»).

17.4 Reconstitution de sites

17.4.1 Activité Déchets

La Directive Européenne de juin 1998 sur les centres de stockage de déchets a instauré des obligations en termes de fermeture et de suivi long terme de ces centres. Ces obligations imposées au titulaire de l'arrêté d'exploitation (ou à défaut au propriétaire du terrain en cas de défaillance de l'exploitant) fixent des règles et conditions à observer en matière de conception et de dimensionnement des centres de stockage, de collecte et traitement des effluents liquides (lixiviats) et gazeux (biogaz) et instaurent un suivi trentenaire de ces sites.

Ces provisions de deux natures (réaménagement et suivi long terme) sont calculées site par site et sont constituées pendant la durée d'exploitation du site au prorata de la consommation du vide de fouille (rattachement des charges et des produits). Ces coûts qui devront être engagés lors de la fermeture du site ou pendant la période de suivi long terme (30 ans au sein de l'Union Européenne après la fermeture du site) font l'objet d'une actualisation. Un actif est constaté en contrepartie de la provision. Il est amorti au rythme de la consommation du vide de fouille ou du besoin de couverture, c'est-à-dire dans l'exercice.

Le calcul de la provision pour réaménagement (lors de la fermeture du centre de stockage) dépend du type de couverture choisie : semi-perméable, semi-perméable avec drain, ou imperméable. Ce choix a une forte incidence sur le niveau de production future de lixiviat et par conséquent sur les coûts futurs de traitement de ces effluents. Le calcul de cette provision nécessite une évaluation du coût de réaménagement de la surface restant à couvrir. La provision comptabilisée dans l'état de situation financière en fin de période doit permettre le réaménagement de la partie non encore traitée (différence entre le taux de remplissage et le pourcentage de la surface du site déjà réaménagée). Chaque année, la provision est réévaluée sur la base des travaux réalisés et de ceux à réaliser.

Le calcul de la provision pour suivi long terme dépend d'une part des coûts liés à la production de lixiviat et de biogaz, et d'autre part de la valorisation du biogaz. Cette valorisation du biogaz est une source de revenu et vient en réduction des dépenses de suivi long terme. Les principaux postes de dépenses de suivi long terme sont :

- la construction d'infrastructures (unité de valorisation de biogaz, installation de traitement des lixiviats) et les travaux de démolition des installations utilisées pendant la période d'exploitation ;
- l'entretien et la réparation de la couverture et des infrastructures (collecte des eaux de surface) ;
- le contrôle et le suivi des eaux de surface, des eaux souterraines et des lixiviats ;
- le remplacement et la réparation des points de contrôle (piézomètres) ;
- les coûts de traitement des lixiviats ;
- les dépenses liées à la collecte et au traitement du biogaz (mais en tenant compte des revenus générés par sa valorisation).

La provision pour suivi long terme devant figurer dans l'état de situation financière de fin de période est fonction du taux de remplissage du centre de stockage à la clôture de la période, des dépenses totales estimées par année et par poste (sur la base de coûts standards ou spécifiques), de la date prévisionnelle de fermeture du site et du taux d'actualisation utilisé pour chaque site (selon sa durée de vie résiduelle).

17.4.2 Activité Exploration-Production

D'autre part, une provision est constituée pour la reconstitution des sites d'exploration - production. La valeur actuelle des coûts prévisionnels de reconstitution est provisionnée en totalité au passif en contrepartie d'une immobilisation corporelle ; les amortissements correspondants sont présentés dans le résultat opérationnel courant et les charges de désactualisation en charges financières.

17.5 Autres risques

Ce poste comprend, outre des risques divers liés au personnel, à l'environnement et à divers risques sur affaires, des montants destinés à couvrir des litiges, réclamations et risques fiscaux, qui sont plus amplement détaillés en Note 26 «Litiges et concurrence».

NOTE 18 AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AUTRES AVANTAGES LONG TERME

18.1 Présentation des principaux événements de l'exercice

La loi portant réforme des retraites en France a été promulguée par le Président de la République et publiée au Journal Officiel le 10 novembre 2010.

Les principales mesures de cette réforme sont les suivantes :

- pour les régimes de droit commun, le recul de l'âge légal de départ à la retraite de 60 à 62 ans et de l'âge d'annulation de la décote de 2 ans s'opérera progressivement d'ici 2018, à raison de 4 mois supplémentaires chaque année, à compter du 1er juillet 2011. Ce changement ne prendra donc effet qu'à partir de la génération 1951 ;
- pour le régime spécial des IEG, l'âge de départ légal à la retraite sera progressivement retardé de 2 ans à compter du 1er janvier 2017 à raison de 4 mois par an pour atteindre 62 ans au 1er janvier 2022 pour les salariés sédentaires et 57 ans pour les salariés ayant 15 ans de service actif ;
- la durée de cotisation pour une pension complète est allongée : elle est portée, pour les régimes de droit commun, à 41,5 ans à compter de la génération 1960 et à 41,5 ans pour le régime spécial des IEG au 1er janvier 2020.

Le Groupe considère que les changements induits par ces mesures sur la dette actuarielle constituent des changements d'hypothèses actuarielles. En conséquence, l'augmentation de la provision pour avantages postérieurs à l'emploi imputable à la réforme des retraites en France, soit 133 millions d'euros, a été comptabilisée en tant que perte actuarielle de l'exercice 2010 au sein des «Autres éléments du résultat global».

18.2 Description des principaux régimes de retraite

Les principaux régimes de retraite du Groupe sont commentés ci-dessous.

18.2.1 Régime spécial des Industries Électriques et Gazières (IEG) en France.

Depuis le 1er janvier 2005, le fonctionnement du régime d'assurance vieillesse, invalidité, décès, accidents du travail et maladies professionnelles des IEG est assuré par la Caisse Nationale des Industries Électriques et Gazières («CNIEG»). La CNIEG est un organisme de sécurité sociale de droit privé, doté de la personnalité morale et placé sous la tutelle conjointe des ministres chargés de la sécurité sociale, du budget et de l'énergie.

Les personnels salariés et retraités des IEG sont, depuis le 1er janvier 2005, affiliés de plein droit à cette caisse. Les principales sociétés du Groupe concernées par ce régime sont GDF SUEZ SA, GrDF, GRTgaz, ELENGY, STORENGY, GDF SUEZ Thermique France, CPCU, TIRU, GEG, Compagnie Nationale du Rhône (CNR) et la SHEM.

Suite à la réforme du financement du régime spécial des IEG introduite par la Loi n° 2004–803 du 9 août 2004 et ses décrets d'application, les droits spécifiques (prestations du régime non couvertes par les régimes de droit commun) relatifs aux périodes validées au 31 décembre 2004 («droits spécifiques passés») ont été répartis entre les différentes entreprises des IEG. Le financement des droits spécifiques passés (droits au 31 décembre 2004) afférents aux activités régulées de transport et de distribution («droits spécifiques passés régulés») est assuré par le prélèvement de la Contribution Tarifaire d'Acheminement sur les prestations de transport et de distribution de gaz et d'électricité, et n'incombe donc plus au Groupe GDF SUEZ. Les droits spécifiques passés (droits au 31 décembre 2004) des activités non régulées sont financés par les entreprises des IEG dans les proportions définies par le décret n° 2005–322 du 5 avril 2005. Les droits spécifiques du régime constitués depuis le 1er janvier 2005 sont intégralement financés par les entreprises des IEG proportionnellement à leur poids respectif en termes de masse salariale au sein de la branche des IEG.

S'agissant d'un régime à prestation définie, le Groupe constitue une provision pour retraite au titre des droits spécifiques des agents des activités non régulées et des droits spécifiques acquis par les agents des activités régulées à compter du 1er janvier 2005. Cette provision englobe également les engagements au titre des départs anticipés par rapport à l'âge légal de départ à la retraite.

Les évaluations des engagements de retraites et des autres «engagements mutualisés» sont effectuées par la CNIEG.

Au 31 décembre 2010, la provision retraite relative au régime spécial des IEG s'élève à 2,1 milliards d'euros contre 1,7 milliard d'euros au 31 décembre 2009.

18.2.2 Convention de l'électricité et du gaz en Belgique

En Belgique, des conventions collectives régissent les droits du personnel des sociétés du secteur de l'électricité et du gaz, soit principalement Electrabel, Electrabel Customer Solutions (ECS), Laborelec et partiellement GDF SUEZ Belgium.

Ces conventions, applicables au personnel «barémisé» engagé avant le 1er juin 2002 et au personnel cadre engagé avant le 1er mai 1999, prévoient des avantages permettant au personnel d'atteindre, pour une carrière complète et y compris la pension légale, un complément de pension de retraite égal à 75% du dernier revenu annuel. Ces compléments sont partiellement réversibles aux ayant droits. Il s'agit de régimes à prestations définies. En pratique, ces prestations sont, pour la plupart des participants, liquidées sous forme de capital.

La plupart des obligations résultant de ces plans de pension sont financées auprès de plusieurs fonds de pension établis pour le secteur de l'électricité et du gaz et de compagnies d'assurances.

Les plans de pension préfinancés sont alimentés par des cotisations des salariés et des employeurs. Les cotisations des employeurs sont déterminées annuellement sur la base d'une expertise actuarielle.

Le personnel «barémisé» engagé à partir du 1er juin 2002 et le personnel cadre engagé à partir du 1er mai 1999 bénéficient de régimes à cotisations définies. Toutefois, concernant les cotisations versées depuis le 1er janvier 2004, la loi impose un rendement annuel moyen sur la carrière de 3,25% minimum, le déficit éventuel étant à la charge de l'employeur. Il en résulte que, pour la partie des engagements correspondant aux cotisations versées depuis cette date, le régime doit être considéré comme un plan à prestations définies. Cependant, le régime reste comptabilisé par le Groupe comme un régime à cotisations définies, en l'absence notamment de passif net matériel identifié. Une comparaison entre le rendement réalisé et le taux minimum garanti a été effectuée, et le sous-financement constaté n'est pas significatif au 31 décembre 2010.

La dette actuarielle relative à ces régimes représente environ 16% du total des engagements de retraite et autres au 31 décembre 2010.

18.2.3 Convention du personnel du siège central bruxellois et assimilés

Dans le cadre de la restructuration des activités gérées par les entités Electrabel, GDF SUEZ Belgium et GDF SUEZ CC, et des transferts de personnel intervenus entre ces entités, une convergence des statuts a été réalisée dont le volet retraite a consisté à offrir aux cadres d'adhérer au plan à cotisations définies offert par Electrabel à ses cadres engagés à partir du 1er mai 1999 (cfr. point 18.2.2), et ce moyennant la consolidation des droits acquis sur base projetée. Plus de 95% du personnel concerné a choisi de migrer. Cette migration s'est opérée en date du 1er janvier 2009.

Cette opération s'est traduite par une diminution quasi identique des engagements et des actifs de couverture, qui ont été transférés vers ce plan à cotisations définies. L'impact sur le compte de résultat de 2009 est négligeable.

Tout nouvel engagé sera dorénavant affilié au plan à contributions définies.

18.2.4 Régimes multi-employeurs

Certaines entités du Groupe voient leur personnel affilié à des régimes de retraite multi-employeurs. C'est notamment le cas aux Pays-Bas, pour la plupart des entités dont le métier rend obligatoire l'affiliation à un régime sectoriel.

Ces régimes prévoient une mutualisation des risques de telle sorte que le financement est assuré par un taux de cotisation déterminé uniformément pour toutes les sociétés affiliées, qui s'applique à la masse salariale. Le Groupe GDF SUEZ comptabilise ces régimes multi-employeurs comme des régimes à cotisations définies, conformément à la norme IAS 19.

La charge comptabilisée en 2010 au titre de ces régimes multi-employeurs s'élève à 72 millions d'euros.

18.2.5 Autres régimes de retraite

La plupart des autres sociétés du Groupe accordent également à leur personnel des avantages retraite. En termes de coûts de financement des plans de retraite dans le Groupe, ceux-ci sont presque équitablement répartis entre financement de plans à prestations définies et financement de plan à cotisations définies.

Les principaux régimes de retraite hors France et Belgique concernent :

- les États-Unis : le régime à prestations définies de UWR couvre le personnel du secteur régulé. Toutes les filiales américaines proposent un plan de type 401(k) à leur personnel ;
- l'Angleterre : la grande majorité des plans à prestations définies sont fermés aux nouveaux entrants, et pour la plupart, à l'acquisition de droits futurs. Toutes les entités proposent un plan à cotisations définies ;
- l'Allemagne : les différentes filiales ont fermé leurs plans à prestations définies ;
- le Brésil : Tractebel Energia a son propre fonds de pension, qui a été scindé en deux compartiments l'un poursuivant la gestion du plan (fermé) à prestations définies et le second dédié au plan à cotisations définies proposé aux nouveaux entrants depuis début 2005.

18.3 Description des autres avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

18.3.1 Autres avantages consentis aux personnels des IEG (aux actifs et/ou aux inactifs) :

Les autres avantages consentis aux personnels des IEG sont les suivants :

Avantages postérieurs à l'emploi :

- l'avantage en nature énergie ;
- les indemnités de fin de carrière ;
- les congés exceptionnels de fin de carrière ;
- les indemnités de secours immédiat.

Avantages à long terme :

- les rentes d'accidents du travail et de maladies professionnelles ;
- les rentes d'incapacité temporaire et d'invalidité ;
- les médailles du travail.

Les principaux engagements sont décrits ci-après.

18.3.1.1 L'avantage en nature énergie

L'article 28 du statut national du personnel des Industries Électriques et Gazières prévoit que l'ensemble des agents (agents actifs et inactifs, sous conditions d'ancienneté) bénéficie d'un régime d'avantage en nature énergie intitulé «Tarif Agent».

Cet avantage recouvre la fourniture à ces agents d'électricité et de gaz à un tarif préférentiel. Pour la phase de retraite, il constitue un avantage postérieur à l'emploi à prestations définies qui est à constater au fur et à mesure des services rendus par le personnel. La population inactive bénéficiaire du tarif agent est la population ayant au moins 15 ans de services dans les IEG.

Compte tenu des accords signés avec EDF en 1951, GDF SUEZ fournit du gaz à l'ensemble de la population active et retraitée de GDF SUEZ et d'EDF alors que dans le même temps EDF fournit à la même population de l'électricité. GDF SUEZ prend à sa charge (ou bénéficie de) la soulte imputable aux agents de GDF SUEZ résultant des échanges d'énergie intervenant entre les deux entreprises.

L'engagement énergie lié à l'avantage accordé aux salariés (actifs et inactifs) au titre des périodes de retraite est évalué par différence entre le prix de vente de l'énergie et le tarif préférentiel accordé aux agents.

La provision relative à l'avantage en nature énergie s'élève à 1,5 milliard d'euros.

18.3.1.2 Indemnités de fin de carrière

Les agents perçoivent lors de leur départ en retraite (ou leurs ayants droit en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent), une indemnité de fin de carrière progressive en fonction de leur ancienneté dans les IEG.

18.3.1.3 Rentes accidents du travail et maladies professionnelles

Comme les salariés relevant du régime général, les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des accidents du travail et des maladies professionnelles. Les prestations couvrent l'ensemble des salariés et des ayant droits d'un salarié décédé suite à un accident du travail, à un accident de trajet ou à une maladie professionnelle.

Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles réversions.

18.3.2 Autres avantages consentis aux personnels du secteur de l'électricité et du gaz en Belgique

Les sociétés du secteur de l'électricité et du gaz accordent des avantages après la retraite tels que le remboursement de frais médicaux et des réductions sur les tarifs de l'électricité et du gaz ainsi que des médailles du travail et des régimes de prépension. Ces avantages ne font pas l'objet de préfinancements, à l'exception de l'allocation transitoire (égale à 3 mois de pension légale), considérée comme une prime de fin de carrière, qui a fait l'objet d'une externalisation en assurance de groupe.

18.3.3 Autres conventions

La plupart des sociétés du Groupe accordent également à leur personnel des avantages postérieurs à l'emploi (régimes de préretraite, couverture médicale, avantages en nature…), ainsi que d'autres avantages à long terme (médailles du travail et autres primes d'ancienneté…).

18.4 Plans à prestations définies

18.4.1 Montants présentés dans l'état de situation financière et l'état du résultat global

Conformément aux dispositions d'IAS 19, l'information présentée dans l'état de situation financière au titre des avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme correspond à la différence entre la dette actuarielle (engagement brut), la juste valeur des actifs de couverture, et le coût éventuel des services antérieurs non comptabilisés. Lorsque cette différence est positive, une provision est enregistrée (engagement net). Lorsque la différence est négative, un actif de régime est constaté dans l'état de situation financière dès lors que les conditions de comptabilisation d'un actif de régime sont satisfaites.

Les variations des provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme, des actifs de régime, et des droits à remboursement constatés dans l'état de situation financière sont les suivantes :

En millions d'euros	Provisions	Actifs de régime	Droits à remboursement
AU 31 DÉCEMBRE 2008	**(4 151)**	**189**	**444**
Différence de change	(44)	1	
Effet de périmètre et autres	191	(28)	(317)
Pertes et gains actuariels	230	(51)	17
Charge de l'exercice	(414)	31	8
Plafonnement d'actifs/IFRIC 14	(2)	0	(9)
Cotisations/Prestations payées	327	54	
AU 31 DÉCEMBRE 2009	**(3 862)**	**196**	**143**
Différence de change	(32)	(0)	
Effet de périmètre et autres	94	(94)	
Pertes et gains actuariels	(523)	18	(5)
Charge de l'exercice	(445)	(4)	7
Plafonnement d'actifs/IFRIC 14	1	1	
Cotisations/Prestations payées	405	6	(3)
AU 31 DÉCEMBRE 2010	**(4 362)**	**122**	**142**

Les actifs de régime et les droits à remboursement sont présentés dans l'état de situation financière au sein des lignes «Autres actifs» non courants et courants.

La charge de l'exercice comptabilisée dans le compte de résultat s'élève respectivement à 449 millions d'euros en 2010 et 382 millions d'euros en 2009. Les composantes de cette charge de l'exercice relative aux régimes à prestations définis sont présentées dans la Note 18.4.4 «Composantes de la charge de l'exercice».

Les écarts actuariels cumulés comptabilisés dans les capitaux propres s'élèvent à 892 millions d'euros au 31 décembre 2010, contre 376 millions d'euros au 31 décembre 2009.

En millions d'euros	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Solde d'ouverture	**376**	**554**
Pertes et (gains) actuariels générés sur l'année	516	(178)
Solde de clôture	**892**	**376**

Les écarts actuariels présentés ci-avant comprennent les écarts de conversion ainsi que les écarts actuariels comptabilisés dans les sociétés mises en équivalence, pour un montant de 11 millions d'euros de perte actuarielle en 2010 et 10 millions d'euros de gain actuariel en 2009. Les pertes et gains actuariels nets présentés sur une ligne distincte de l'état sur les «Autres éléments du résultat global» représentent une perte actuarielle de 500 millions d'euros en 2010 et un gain actuariel de 168 millions d'euros en 2009. La part de la perte actuarielle 2010 imputable à la réforme des retraites en France est de 133 millions d'euros.

18.4.2 Évolution des engagements et des actifs de couvertures

Les montants des dettes actuarielles et des actifs de couverture du Groupe GDF SUEZ, leur évolution au cours des exercices concernés, ainsi que leur réconciliation avec les montants comptabilisés dans l'état de situation financière sont les suivants :

		31 déc. 2010				31 déc. 2009			
En millions d'euros		Retraites [a]	Autres avantages postérieurs à l'emploi [b]	Avantages à long terme [c]	Total	Retraites [a]	Autres avantages postérieurs à l'emploi [b]	Avantages à long terme [c]	Total
A - VARIATION DE LA DETTE ACTUARIELLE									
Dette actuarielle début de période		**(5 502)**	**(1 659)**	**(465)**	**(7 626)**	**(5 634)**	**(1 705)**	**(482)**	**(7 821)**
Coût normal		(212)	(24)	(39)	(274)	(195)	(22)	(31)	(248)
Intérêt sur la dette actuarielle		(293)	(81)	(22)	(396)	(298)	(83)	(22)	(403)
Cotisations versées		(11)			(11)	(12)			(12)
Modification de régime		(1)			(1)	16	(2)	(0)	14
Acquisitions/Cessions de filiales		(187)	2	1	(184)	269	65	(3)	330
Réductions/Cessations de régimes		208	1	1	209	55	6	3	63
Événements exceptionnels		41	(5)		35	78	(2)	(1)	75
Pertes et gains actuariels		(402)	(349)	(34)	(785)	(57)	13	(3)	(47)
Prestations payées		351	83	53	486	384	69	45	498
Autres (écarts de conversion)		(121)	(4)	(3)	(128)	(108)	3	30	(75)
Dette actuarielle fin de période	**A**	**(6 130)**	**(2 037)**	**(508)**	**(8 675)**	**(5 502)**	**(1 659)**	**(465)**	**(7 626)**
B - VARIATION DES ACTIFS DE COUVERTURE									
Juste valeur des actifs de couverture en début de période		**3 934**	**39**	**0**	**3 973**	**3 831**	**40**	**0**	**3 871**
Rendement attendu des actifs de couverture		205	3		208	177	2		180
Pertes et gains actuariels		240	7		247	176	2		178
Cotisations perçues		262	21		283	235	23		258
Acquisitions/Cessions de filiales		188	(5)		184	(167)			(167)
Cessations de régimes		(198)			(198)	(46)	(5)		(51)
Prestations payées		(327)	(21)		(348)	(346)	(23)		(369)
Autres (écarts de conversion)		95	3		98	74	(1)		73
Juste valeur des actifs de couverture en fin de période	**B**	**4 399**	**47**	**0**	**4 447**	**3 934**	**39**	**0**	**3 973**
C - COUVERTURE FINANCIÈRE	**A+B**	**(1 730)**	**(1 990)**	**(508)**	**(4 228)**	**(1 568)**	**(1 620)**	**(465)**	**(3 653)**
Coûts des services passés non constatés			(11)		(11)	(1)	(10)		(12)
Plafonnement d'actifs*					0	(1)	(1)		(2)
ENGAGEMENTS NETS DE RETRAITES	**A+B**	**(1 730)**	**(2 001)**	**(508)**	**(4 239)**	**(1 571)**	**(1 631)**	**(465)**	**(3 667)**
TOTAL PASSIF		(1 853)	(2 001)	(508)	(4 362)	(1 767)	(1 631)	(465)	(3 863)
TOTAL ACTIF		122	0		122	196			196

** Y compris compléments de provision résultant de l'application d'IFRIC 14.*

(a) Pensions de retraite et indemnités de départ en retraite.

(b) Régimes de prévoyance, gratuités et autres avantages postérieurs à l'emploi.

(c) Médailles du travail et autres avantages à long terme.

Les variations de périmètre comptabilisées en 2010 sont non significatives. En 2009, les variations de périmètre comprenaient essentiellement l'impact lié à la cession des engagements envers les personnels de distribution de Net Wallonie (296 millions d'euros) ainsi que l'entrée au périmètre de différentes filiales de la Branche BEEI.

Le montant enregistré en 2010 en «événements exceptionnels» concerne principalement l'impact de la reprise de provision constituée au titre de la clause de revoyure à fin 2005 et devenue sans objet. En 2009, ce montant se rapportait à la reprise de provision pour solde des impacts de la réforme des retraites de 2008.

18.4.3 Évolution des droits à remboursement

Le montant des engagements du Groupe GDF SUEZ présenté ci-dessus est «dénetté» des droits à remboursement constitués d'une part, par les obligations des intercommunales et d'autre part, par la part des actifs de couverture détenue par Contassur suite à sa qualification en tant que partie liée[1].

18.4.3.1 Droit à remboursement d'Electrabel

Jusqu'au 31 décembre 2008, les obligations relatives au personnel de distribution d'Electrabel étaient couvertes par un droit à remboursement sur les intercommunales wallonnes. En effet, Electrabel mettait à la disposition de ces Intercommunales son personnel en vue d'assurer l'exploitation des réseaux. L'ensemble des coûts de personnel (y compris les dépenses liées à la retraite des agents) était facturé par Electrabel à ces Intercommunales sur la base des charges effectivement payées. L'engagement de retraite d'Electrabel envers ce personnel était dès lors comptabilisé au passif de l'état de situation financière (au sein des provisions pour retraite) en contrepartie d'un droit à remboursement sur les Intercommunales wallonnes d'un montant similaire. En raison de la cession d'Ores, société du Groupe mettant du personnel à disposition des Intercommunales wallonnes, aux Intercommunales wallonnes en début d'année 2009, ce droit à remboursement n'existe plus.

En millions d'euros	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Juste valeur en début d'exercice	0	296
Variation de périmètre		(296)
Pertes et gains actuariels		
Produit net de la période		
Cotisations payées		
JUSTE VALEUR EN FIN D'EXERCICE	**0**	**0**

18.4.3.2 Droit à remboursement relatif à Contassur

La juste valeur des droits à remboursement relatifs aux actifs de couverture gérés par Contassur évolue comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Juste valeur en début d'exercice	143	147
Rendement attendu des placements	7	8
Pertes et gains actuariels	(5)	17
Rendement réel	*2*	*25*
Cotisations employeurs	18	20
Cotisations employés	2	2
Acquisitions/Cessions hors business combination		(20)
Réductions		
Prestations payées	(22)	(31)
JUSTE VALEUR EN FIN D'EXERCICE	**142**	**143**

(1) Bien que Contassur soit soumise aux mêmes obligations de gestion et de contrôle que n'importe quelle compagnie d'assurances-vie, il a été considéré, en vertu d'éléments de fait tels que la structure de sa clientèle et la composition de ses organes d'administration, que le Groupe GDF SUEZ était en mesure d'exercer une influence sur sa gestion.

18.4.4 Composantes de la charge de l'exercice

La charge constatée au titre des retraites et engagements assimilés à prestations définies sur l'exercice se décompose comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Coûts des services rendus de la période	274	248
Intérêts sur actualisation	396	403
Rendement attendu des actifs de couverture	(208)	(180)
Pertes et gains actuariels*	34	3
Coûts des services passés	(1)	(3)
Profits ou pertes sur réduction, cessions, liquidation de régimes	(11)	(14)
Événements exceptionnels	(35)	(75)
TOTAL	**449**	**382**
Dont comptabilisés en Résultat Opérationnel Courant	261	159
Dont comptabilisés en résultat financier	188	223

** Sur avantages à long terme.*

18.4.5 Politique et Stratégie de couverture des engagements

Lorsque les plans à prestations définies font l'objet d'une couverture financière, les actifs sont investis au travers de fonds de pensions et/ou de compagnies d'assurance. La répartition entre ces grandes catégories diffère pour chaque plan selon les pratiques d'investissement propres aux pays concernés. Les stratégies d'investissement des plans à prestations définies visent à trouver un bon équilibre entre le retour sur investissement et les risques associés.

Les objectifs d'investissement se résument ainsi : maintenir un niveau de liquidité suffisant afin de payer les pensions de retraites ou autres paiements forfaitaires ; et, dans un cadre de risque maîtrisé, atteindre un taux de rendement à long terme rémunérant le taux d'actualisation ou, le cas échéant, au moins égal aux rendements futurs demandés.

Lorsque les actifs sont investis au travers de fonds de pension, les allocations de couverture et comportements d'investissement sont déterminés par les organismes de gestion de ces fonds. Concernant les plans français, lorsque les actifs sont investis via une compagnie d'assurance, cette dernière gère le portefeuille d'investissement dans le cadre de contrats en unités de compte et, le cas échéant lorsqu'il s'agit de contrats en euros, garantit un taux de rendement sur les actifs. Ces fonds diversifiés sont caractérisés par une gestion active en référence à des indices composites, adaptés à l'horizon long terme des passifs, et prenant en compte les obligations gouvernementales de la zone euro ainsi que les actions des plus grandes valeurs de la zone euro et hors zone euro.

La seule obligation de la compagnie d'assurance est un taux de rendement fixe minimum dans le cas des fonds en euros.

La couverture des engagements peut être analysée comme suit :

En millions d'euros	Dette actuarielle	Juste valeur des actifs de couverture	Coûts des services passés non constatés	Plafonnement d'actifs*	Total engagement net
Plans dont les engagements sont supérieurs aux fonds	(5 308)	4 086	(15)		(1 237)
Plans dont les fonds sont supérieurs aux engagements	(345)	361	(2)	(1)	14
Plans non financés	(3 023)	0	7		(3 016)
AU 31 DÉCEMBRE 2010	**(8 676)**	**4 447**	**(10)**	**(1)**	**(4 239)**
Plans dont les engagements sont supérieurs aux fonds	(4 094)	2 055	(20)	(1)	(2 060)
Plans dont les fonds sont supérieurs aux engagements	(1 729)	1 919	(2)	(1)	186
Plans non financés	(1 803)		10		(1 793)
AU 31 DÉCEMBRE 2009	**(7 626)**	**3 973**	**(12)**	**(2)**	**(3 667)**

** Et provision complémentaire IFRIC 14.*

L'allocation des actifs de couverture en fonction des principales catégories d'actifs est la suivante :

	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Placements actions	28%	29%
Placements obligations	52%	50%
Immobilier	3%	3%
Autres (y compris monétaires)	18%	19%
TOTAL	100%	100%

18.4.6 Hypothèses actuarielles

Les hypothèses actuarielles ont été déterminées pays par pays et société par société, en relation avec des actuaires indépendants. Les taux pondérés sont présentés comme suit :

	Retraites		Autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Total des engagements	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009
Taux d'actualisation des engagements*	4,8%	4,9%	4,8%	4,9%	4,8%	4,9%	4,8%	4,9%
Taux d'augmentation des salaires	3,0%	3,7%	NA	NA	2,7%	3,8%	2,8%	3,7%
Rendements attendus des actifs de couverture	5,9%	6,2%	5,9%	6,2%	NA	NA	5,9%	6,2%
Durée résiduelle de service	13 ans	14 ans	15 ans	14 ans	15 ans	14 ans	13 ans	14 ans

** Taux de référence à 15 ans pour la zone euro.*

18.4.6.1 Taux d'actualisation

Le taux d'actualisation retenu est déterminé par référence au rendement, à la date de l'évaluation, des obligations émises par des entreprises de premier rang, pour une échéance correspondant à l'échéance probable du régime.

Les taux utilisés pour les zones EUR, USD et GBP correspondent à des taux 10, 15, 20 ans sur des composites AA dont la source est Bloomberg.

Selon les estimations établies par le Groupe, une variation de +/- 1% du taux d'actualisation entraînerait une variation des engagements d'environ 11%.

18.4.6.2 Taux de rendement attendu des actifs

Pour le calcul du taux de rendement attendu des actifs, le portefeuille d'actifs est éclaté en sous-ensembles homogènes, par grandes classes d'actifs et zones géographiques, sur la base de la composition des indices de références et des volumes présents dans chacun des fonds au 31 décembre de l'exercice précédent.

A chaque sous-ensemble est appliquée une prévision de rendement pour l'exercice, fournie publiquement par un tiers ; une performance globale en valeur absolue est alors reconstituée et rapportée à la valeur du portefeuille de début d'exercice.

Les taux de rendement attendus sur les actifs sont déterminés en fonction des conditions de marché et se construisent à partir d'une prime de risque, définie par rapport au taux de rendement réputé sans risque des emprunts d'état, par grandes classes d'actifs et zones géographiques.

Le rendement des actifs de couverture des entités belges du Groupe en 2010 s'est élevé à environ 4,75% en assurance de groupe et à + 8% en fonds de pension.

Le rendement réel des actifs des entités participant au régime des IEG s'est établi à + 4,7% pour 2010.

Selon les estimations établies par le Groupe, une variation de +/- 1% du taux de rendement attendu des actifs de couverture entraînerait une variation de leur valeur d'environ 9%.

Le taux de rendement attendu moyen pondéré ventilé par catégorie d'actif est présenté dans le tableau suivant :

	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Placements actions	7,1%	7,6%
Placements obligations	5,1%	5,1%
Immobilier	6,4%	6,3%
Autres (y compris monétaires)	2,6%	2,6%
TOTAL	**5,9%**	**6,2%**

18.4.6.3 Autres hypothèses

Les hypothèses d'augmentation des frais médicaux (inflation comprise) sont de 3%.

Concernant les soins médicaux, une variation d'un point des taux de croissance aurait les impacts suivants :

En millions d'euros	Augmentation d'un point	Diminution d'un point
Effet sur les charges	5	(4)
Effet sur les engagements de retraite	50	(43)

18.4.7 Ajustements d'expérience

La part des ajustements d'expérience dans les écarts actuariels est présentée ci-dessous :

	31 déc. 2010		31 déc. 2009		31 déc. 2008		31 déc. 2007		31 déc. 2006	
En millions d'euros	Retraites	Autres engagements	Retraites	Autres engagements	Retraites	Autres engagements	Retraites	Autres engagements	Retraites	Autres engagements
Dette actuarielle fin de période	(6 130)	(2 545)	(5 502)	(2 124)	(5 634)	(2 187)	(4 066)	(713)	(4 413)	(804)
Juste valeur des actifs de couverture fin de période	4 399	47	3 934	39	3 831	40	2 452	47	2 406	47
Surplus/déficit	(1 730)	(2 498)	(1 568)	(2 085)	(1 803)	(2 147)	(1 614)	(666)	(2 007)	(757)
Ajustements d'expérience sur la dette actuarielle	236	115	(5)	(15)	(95)	12	(12)	(62)	59	(4)
• en % du total	– 4%	– 5%	0%	1%	2%	– 1%	0%	9%	– 1%	1%
Ajustements d'expérience sur la juste valeur des actifs de couverture	240	7	176	2	528	12	(9)	1	(19)	1
• en % du total	5%	15%	4%	6%	14%	29%	0%	3%	– 1%	3%

18.4.8 Répartition géographique des engagements nets

En 2010, la répartition géographique des principaux engagements et des hypothèses actuarielles (taux moyens pondérés) est la suivante :

	Zone Euro			Grande-Bretagne			USA			Reste du monde		
En millions d'euros	Retraites	Autres avantages postérieurs à l'emploi	Avantages à long terme	Retraites	Autres avantages postérieurs à l'emploi	Avantages à long terme	Retraites	Autres avantages postérieurs à l'emploi	Avantages à long terme	Retraites	Autres avantages postérieurs à l'emploi	Avantages à long terme
Engagements nets	(1 394)	(1 887)	(485)	(34)			(102)	(48)		(200)	(55)	(23)
Taux d'actualisation des engagements	4,4%	4,7%	4,1%	5,3%			5,5%	5,5%		7,5%	5,2%	5,4%
Taux d'augmentation des salaires	2,8%	2,1%	2,7%	3,0%			3,1%	3,1%		3,4%	5,0%	3,7%
Rendements attendus des actifs de couverture	5,4%	NA	NA	5,7%			8,6%	8,6%		7,8%	4,1%	NA
Durée résiduelle de service (années)	14	15	15	12			13	14		8	11	10

18.4.9 Estimation des cotisations employeurs à verser en 2011 au titre des plans à prestations définies

Le Groupe s'attend à verser, au cours de l'exercice 2011, des cotisations de l'ordre de 148 millions d'euros au profit de ses régimes à prestations définies, dont un montant de 22 millions d'euros pour les sociétés appartenant au régime des IEG. Pour ces dernières, les versements annuels sont effectués en référence aux droits acquis dans l'année et tiennent compte, dans une perspective de lissage à moyen terme, du niveau de couverture de chaque entité.

18.5 Plans à cotisations définies

Courant 2010, le Groupe a comptabilisé une charge de 113 millions d'euros au titre des plans à cotisations définies souscrits au sein du Groupe (94 millions d'euros en 2009). Ces cotisations sont présentées dans les «Charges de personnel» au compte de résultat.

NOTE 19 ACTIVITÉ EXPLORATION - PRODUCTION

19.1 Immobilisations d'Exploration - Production

Les immobilisations comptabilisées au titre de l'activité Exploration - Production se décomposent en trois catégories : les licences d'exploration production, présentées en tant qu'immobilisations incorporelles dans l'état de situation financière, les champs en développement (immobilisations en développement) et les champs en production (immobilisations de production), qui sont présentées en tant qu'immobilisations corporelles dans l'état de situation financière.

En millions d'euros	Licences	Immobilisations en développement	Immobilisations de production	Total
A. Valeur brute				
Au 31 décembre 2008	**404**	**718**	**5 455**	**6 577**
Variations de périmètre				
Acquisitions	379	574	180	1 132
Cessions	(88)		(1)	(89)
Écarts de conversion	2	121	184	307
Autres	82	7	9	98
Au 31 décembre 2009	**778**	**1 420**	**5 827**	**8 025**
Variations de périmètre				
Acquisitions	286	387	89	762
Cessions			(28)	(28)
Écarts de conversion	19	46	160	225
Autres	17	(1 422)	1 291	(114)
Au 31 décembre 2010	**1 101**	**431**	**7 339**	**8 871**
B. Amortissements et pertes de valeur cumulés				
Au 31 décembre 2008	**(37)**		**(193)**	**(230)**
Variation de périmètre				
Cession	4			4
Amortissements et pertes de valeur	(182)		(701)	(883)
Écarts de conversion	2		(16)	(13)
Autres	(49)	(4)	(141)	(195)
Au 31 décembre 2009	**(262)**	**(4)**	**(1 051)**	**(1 317)**
Variation de périmètre				
Cession				
Amortissements et pertes de valeur	(85)		(745)	(830)
Écarts de conversion	(8)		(20)	(28)
Autres		4		4
Au 31 décembre 2010	**(355)**	**0**	**(1 816)**	**(2 171)**
C. Valeur nette comptable				
Au 31 décembre 2009	**516**	**1 416**	**4 776**	**6 708**
Au 31 décembre 2010	**746**	**431**	**5 523**	**6 700**

La ligne «acquisitions» de l'exercice 2010 comprend notamment les licences acquises en Australie (257 millions d'euros) dans le cadre du projet Bonaparte, ainsi que les développements réalisés notamment sur les champs de Gjoa et Gudrun en Norvège (209 millions d'euros).

Les pertes de valeur constatées sur l'exercice 2010 concernent principalement des licences en Egypte, en Libye ainsi que dans le Golfe du Mexique.

19.2 Coûts d'exploration précapitalisés

Le tableau suivant présente la variation nette des coûts d'exploration précapitalisés :

En millions d'euros	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Valeur à l'ouverture	**75**	**275**
Variation de périmètre		
Coût d'exploration de la période précapitalisés	206	121
Montants comptabilisés en charge de l'exercice	(63)	(80)
Autres	54	(241)
VALEUR À LA CLÔTURE	**272**	**75**

Les coûts d'exploration précapitalisés sont présentés dans l'état de situation financière au sein de la rubrique «Autres actifs».

19.3 Flux d'investissement de la période

Les dépenses d'investissement réalisées au titre des activités d'exploration-production en 2010 et 2009 s'élèvent respectivement à 647 millions d'euros et 1 111 millions d'euros. Elles sont présentées au sein de la ligne «investissements corporels et incorporels» du tableau de flux de trésorerie.

NOTE 20 CONTRATS DE LOCATION - FINANCEMENT

20.1 Information sur les contrats de location-financement – GDF SUEZ preneur

La valeur nette comptable des immobilisations corporelles en location-financement est ventilée dans les différentes catégories d'immobilisations corporelles en fonction de leur nature.

Les principaux contrats de location-financement conclus par le Groupe concernent principalement les usines d'incinération de Novergie, la centrale électrique de Choctaw et des centrales de cogénération de Cofely.

Paiements minimaux futurs, valeur actualisée :

	Paiements minimaux de leasing au 31 déc. 2010		Paiements minimaux de leasing au 31 déc. 2009	
En millions d'euros	Valeur non actualisée	Valeur actualisée	Valeur non actualisée	Valeur actualisée
Au cours de la 1re année	265	254	185	179
Au cours de la 2e année et jusqu'à la 5e y compris	695	649	638	579
Au-delà de la 5e année	832	559	771	470
TOTAL PAIEMENTS FUTURS MINIMAUX	**1 792**	**1 462**	**1 594**	**1 227**

La réconciliation entre les dettes de location-financement comptabilisées dans l'état de situation financière (cf. Note 14.2.1), et les paiements minimaux non actualisés par échéance se présente de la manière suivante :

En millions d'euros	Total	1re année	2e à 5e année	Au-delà de la 5e année
Dettes de location-financement	1 502	243	431	827
Effet d'actualisation des remboursements futurs de la dette et charges financières futures	290	22	264	5
PAIEMENTS FUTURS MINIMAUX NON ACTUALISÉS	**1 792**	**265**	**695**	**832**

20.2 Information sur les contrats de location-financement – GDF SUEZ bailleur

Ces contrats relèvent essentiellement de l'interprétation IFRIC 4 de la norme IAS 17. Il s'agit de contrats d'achat/vente d'énergie qui confèrent l'usage exclusif d'un actif de production au profit de l'acheteur d'énergie et de certains contrats avec des clients industriels portant sur des actifs détenus par le Groupe.

Le Groupe a ainsi constaté des créances de location-financement pour les centrales de cogénération destinées à Solvay (Belgique), Lanxess (Belgique), Bowin (Thaïlande), Air Products (Pays-Bas) et pour la commercialisation des capacités de transport (Mexique).

En millions d'euros	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Paiements minimaux non actualisés	720	672
Valeur résiduelle non garantie revenant au bailleur	30	28
TOTAL INVESTISSEMENT BRUT	**749**	**700**
Produits financiers non acquis	**163**	**129**
INVESTISSEMENT NET (BILAN)	587	571
• *dont valeur actualisée des paiements minimaux*	*571*	*556*
• *dont valeur résiduelle non garantie actualisée*	*15*	*14*

Les montants comptabilisés dans l'état de situation financière au titre des contrats de location-financement sont détaillés en Note 14.1.2 «Prêts et créances au coût amorti».

Les paiements minimaux futurs non actualisés à recevoir au titre des contrats de location-financement s'analysent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Au cours de la 1re année	141	165
De la 2e à la 5e année	298	280
Au-delà de la 5e année	280	227
TOTAL	720	672

NOTE 21 CONTRATS DE LOCATION SIMPLE

21.1 Information sur les contrats de location simple – GDF SUEZ preneur

Les contrats de location simple conclus par le Groupe concernent essentiellement des méthaniers, divers bâtiments et mobiliers.

Les charges et produits comptabilisés au titre des contrats de location simple sur les exercices 2009 et 2010 se décomposent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Loyers minimaux	(831)	(708)
Loyers conditionnels	(93)	(135)
Revenus de sous-location	19	4
Charges de sous-location	(97)	(103)
Autres charges locatives	(231)	(120)
TOTAL	(1 232)	(1 062)

Les paiements minimaux futurs à effectuer au titre des contrats de location simple non résiliables s'analysent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Au cours de la 1re année	696	608
De la 2e à la 5e année	1 715	1 523
Au-delà de la 5e année	1 606	1 736
TOTAL	**4 017**	**3 868**

21.2 Information sur les contrats de location simple – GDF SUEZ bailleur

Ces contrats relèvent essentiellement de l'interprétation IFRIC 4 de la norme IAS 17 et concernent notamment les centrales HHPC en Thaïlande, Baymina en Turquie, Hopewell, Red Hills et Trigen aux États-Unis.

Les revenus locatifs des exercices 2009 et 2010 se décomposent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Loyers minimaux	767	711
Loyers conditionnels	12	0
TOTAL	**779**	**711**

Ces revenus locatifs sont comptabilisés en chiffre d'affaires.

Les paiements minimaux futurs à recevoir au titre de la location, en vertu de contrats de location simple non résiliables, s'analysent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Au cours de la 1re année	554	481
De la 2e à la 5e année	2 037	1 880
Au-delà de la 5e année	1 999	2 113
TOTAL	**4 590**	**4 474**

NOTE 22 CONTRATS DE CONCESSION

L'interprétation SIC 29 – *Accords de concession de services – informations à fournir*, publiée en mai 2001, traite des informations concernant les contrats de concession à donner dans les Notes aux comptes.

L'interprétation IFRIC 12 publiée en novembre 2006 traite de la comptabilisation de certains contrats de concession, répondant à certains critères, pour lesquels il est estimé que le concédant contrôle l'infrastructure (Cf. Note 1.4.7).

Comme précisé dans SIC 29 un accord de concession de services implique généralement le transfert par le concédant au concessionnaire, pour toute la dure de la concession :

(a) du droit d'offrir des services permettant au public d'avoir accès à des prestations économiques et sociales majeures ; et

(b) dans certains cas, du droit d'utiliser des immobilisations corporelles, des immobilisations incorporelles et/ ou des actifs financiers spécifiés,

en échange de l'engagement par le concessionnaire :

(c) d'offrir des services conformément à certains termes et conditions pendant la durée de la concession ; et

(d) s'il y a lieu, de restituer en fin de concession, les droits reçus au début de la concession et/ou acquis pendant la durée de la concession.

La caractéristique commune à tous les accords de concession de services est le fait que le concessionnaire à la fois reçoit un droit et contracte une obligation d'offrir des services publics.

Le Groupe gère un grand nombre de contrats de concession au sens de SIC 29 dans les domaines de la distribution d'eau potable, de l'assainissement, des déchets et de la distribution de gaz et d'électricité.

Ces contrats de concession comprennent des dispositions sur les droits et obligations concernant les infrastructures et les droits et obligations afférant au service public en particulier l'obligation de permettre l'accès au service public aux usagers, obligation qui dans certains contrats peut faire l'objet d'un calendrier. La durée des contrats de concession varie entre 10 et 65 ans en fonction principalement de l'importance des investissements à la charge du concessionnaire.

En contrepartie de ces obligations, GDF SUEZ dispose du droit de facturer le service rendu soit à la collectivité concédante (activités d'incinération et BOT d'assainissement essentiellement) soit aux usagers (activités de distribution d'eau potable, de gaz et d'électricité). Ce droit se matérialise, soit par un actif incorporel, soit par une créance, soit par un actif corporel selon le modèle comptable applicable (se reporter à la Note 1.4.7).

Le modèle corporel est utilisé quand le concédant ne contrôle pas l'infrastructure comme par exemple, les contrats de concession de distribution d'eau aux États-Unis qui ne prévoient pas l'obligation de retour au concédant des infrastructures qui restent en fin de contrat la propriété de GDF SUEZ ou en France, les contrats de concession de distribution de gaz naturel qui s'inscrivent dans le cadre de la loi n° 46–628 du 8 avril 1946.

Il existe également une obligation générale de remise en bon état en fin de contrat des infrastructures du domaine concédé. Cette obligation se traduit le cas échéant (se reporter à la Note 1.4.7) par la constitution d'un passif de renouvellement.

En général, le tarif auquel le service est facturé est fixé et indexé pour toute la durée du contrat. Des clauses de révisions périodiques (généralement quinquennales) sont néanmoins prévues en cas de modification des conditions économiques initialement prévues au moment de la signature des contrats. Par exception, dans certains pays (États-Unis, Espagne) il existe des contrats pour lesquels le prix est fixé annuellement selon les montants des dépenses effectuées au titre du contrat qui sont alors reconnues à l'actif (se reporter à la Note 1.4.7). En France, pour la distribution de gaz naturel, les tarifs dits ATRD sont fixés par le Ministre de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement Durable et de la Mer après formulation d'un avis de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE). Depuis le 1er juillet 2008, le Groupe applique les tarifs ATRD 3 fixés par arrêté ministériel du 2 juin 2008. La grille tarifaire ATRD 3 a introduit un nouveau cadre de régulation portant sur une période pluriannuelle de 4 ans et intégrant des objectifs de productivité. Un réajustement mécanique de ces tarifs est prévu le 1er juillet de chaque année. Cette grille tarifaire est notamment élaborée à partir des charges de capital qui comprennent une part d'amortissement et une part de rémunération financière du capital immobilisé. Le calcul de ces deux composantes est établi à partir de la valorisation des actifs exploités par le Groupe appelée Base d'Actifs Régulée (la BAR). La BAR comprend notamment les groupes d'actifs suivants : conduites et branchements, postes de détente, compteurs, autres installations techniques, constructions, informatique. Pour déterminer les charges de capital annuelles, la Commission de Régulation de l'Énergie (la CRE) applique, selon la nature des ouvrages, une durée d'amortissement de 4 à 45 ans. Les conduites et branchements, qui représentent 95% des actifs figurant dans la BAR, sont amortis sur une durée de 45 ans. Pour la part rémunération des charges de capital, la CRE retient une rémunération de la BAR au taux de 6,75% (réel, avant impôt sur les sociétés).

NOTE 23 PAIEMENTS FONDÉS SUR DES ACTIONS

Les montants comptabilisés au titre des paiements fondés sur des actions sont les suivants :

Charge de la période *En millions d'euros*	Note	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Plans de stock-options	*23.1*	57	58
Augmentation de capital réservée aux salariés	*23.2*	34	-
Share Appreciation Rights*	*23.2*	(4)	10
Plans d'attribution d'actions gratuites/de performance	*23.3*	34	149
Prime exceptionnelle	*23.4*	(3)	4
		119	**221**

** Émis dans le cadre des augmentations de capital réservées aux salariés, dans certains pays.*

La variation de la charge comptabilisée en 2010 par rapport à la charge comptabilisée en 2009, soit une baisse de 102 millions d'euros, s'explique par :

- la reprise de charges comptabilisées lors des exercices antérieurs, suite à la non atteinte des conditions de performance sur certains plans d'attribution d'actions (voir 23.3.3.) ;
- la diminution des volumes et donc des charges de l'année sur certains plans d'attribution d'actions, suite à la non atteinte des conditions de performance de ces plans, ainsi que suite à l'absence de nouveau plan mondial ;
- la mise en place par le Groupe GDF SUEZ d'un plan d'augmentation de son capital réservé aux salariés (voir 23.2.).

23.1 Plans de stock-option

23.1.1 Politique d'attribution

En 2010, le Conseil d'Administration du Groupe n'a pas décidé de nouvelle attribution d'options sur actions GDF SUEZ.

En 2009, lors de l'Assemblée Générale du Groupe, les membres du Comité Exécutif ont annoncé avoir pris la décision, collectivement, de renoncer à toute attribution de stock-options pour 2009. Ils ont néanmoins confirmé leur attachement au principe des mesures d'incitation à long terme liées aux performances. Par conséquent, le Conseil d'Administration du Groupe a décidé d'une nouvelle attribution le 10 novembre 2009 de 5,2 millions d'options d'achat d'actions. Pour 700 dirigeants, 50% des options attribuées sont assorties de la condition de performance suivante. L'exercice de ces options sera possible si, à l'issue de la fin de la période d'indisponibilité, le cours de l'action GDF SUEZ est supérieur ou égal au prix de levée, celui-ci étant ajusté pour refléter l'évolution de l'indice Eurostoxx Utilities sur la période du lundi 9 novembre 2009 au vendredi 8 novembre 2013 inclus.

23.1.2 Historique des plans de stock-option GDF SUEZ en vigueur

Plan	Date de l'AG d'autorisation	Point de départ d'exercice des options	Prix d'exercice ajusté	Nombre de bénéficiaires par plan	Nombre d'options attribuées aux membres du Comité Exécutif**	Solde à lever au 31/12/2009	Levées***	Annulations****	Solde à lever au 31/12/2010	Date d'expiration	Durée de vie restante
28/11/2000	5/05/2000	28/11/2004	32,38	1 347	1 193 708	3 025 231		3 025 231	0	28/11/2010	
21/12/2000	5/05/2000	21/12/2004	33,66	510	153 516	1 061 420		1 061 420	0	20/12/2010	
28/11/2001*	4/05/2001	28/11/2005	30,70	3 161	1 784 447	5 701 462		19 119	5 682 343	28/11/2011	0,9
20/11/2002*	4/05/2001	20/11/2006	15,71	2 528	1 327 819	1 913 847	135 773	(2 166)	1 780 240	19/11/2012	1,9
19/11/2003*	4/05/2001	19/11/2007	12,39	2 069	1 337 540	1 964 238	374 137	(1 067)	1 591 168	18/11/2011	0,9
17/11/2004*	27/04/2004	17/11/2008	16,84	2 229	1 320 908	6 178 668	711 661	7 815	5 459 192	16/11/2012	1,9
9/12/2005*	27/04/2004	9/12/2009	22,79	2 251	1 352 000	6 390 988	293 301	26 286	6 071 401	8/12/2013	2,9
17/01/2007	27/04/2004	17/01/2011	36,62	2 190	1 218 000	5 831 613		67 996	5 763 617	16/01/2015	4,0
14/11/2007	4/05/2007	14/11/2011	41,78	2 104	804 000	4 552 011		58 941	4 493 070	13/11/2015	4,9
12/11/2008	16/07/2008	12/11/2012	32,74	3 753	2 615 000	6 438 940		63 040	6 375 900	11/11/2016	5,9
10/11/2009	4/05/2009	10/11/2013	29,44	4 036	0	5 240 854		119 448	5 121 406	9/11/2017	6,9
TOTAL					13 106 938	48 299 272	1 514 872	4 446 063	42 338 337		

* *Plans exerçables au 31/12/2010.*

** *Correspondant, à l'époque de l'attribution, pour les exercices 2000 et 2001 au Comité de Direction.*

*** *Dans des circonstances spécifiques telles que le départ à la retraite ou le décès, la levée d'options est autorisée de façon anticipée.*

**** *Y compris des réinscriptions d'options radiées par erreur en 2007, sur les plans du 20/11/2002 et 19/11/2003.*

23.1.3 Suivi du nombre d'options GDF SUEZ

	Nombre d'options	Prix d'exercice moyen *En euros*
Balance au 31 décembre 2009	**48 299 272**	**27,7**
Options octroyées		
Options exercées	(1 514 872)	16,8
Options annulées	(4 446 063)	32,7
Balance au 31 décembre 2010	**42 338 337**	**28,6**

Le cours moyen de l'action GDF SUEZ au cours de l'année 2010 s'est élevé à 25,9 euros.

23.1.4 Juste valeur des plans de stock-options GDF SUEZ en vigueur

La juste valeur des plans de stock-options est principalement évaluée selon un modèle binomial ou Monte Carlo. Les hypothèses suivantes ont été utilisées pour déterminer la juste valeur des plans en vigueur :

	Plan 2009	
	Sans condition de performance	Avec condition de performance externe
Modèle	binomial	Monte Carlo
Volatilité GDF SUEZ [(a)]	32,4%	32,4%
Taux sans risque [(b)]	3,1%	3,1%
Volatilité indice Eurostoxx Utilities [(c)]		18,7%
Corrélation [(d)]		77,3%
En euros :		
Dividende [(e)]	1,6	1,6
Juste valeur de l'option à l'attribution	6,27	5,41

(a) La volatilité historique retraitée en écrêtant les 5% des valeurs les plus extrêmes
(b) Taux d'intérêt sans risque sur la durée du plan
(c) Volatilité historique calculée sur un historique de 8 années, correspondant à la maturité des options
(d) Corrélation entre le titre GDF SUEZ et l'indice Eurostoxx Utilities, calculée sur un historique de 8 années, correspondant à la maturité des options
(e) Dividende attendu sur le marché

23.1.5 Impacts comptables

La charge enregistrée au cours de la période sur les plans du Groupe est la suivante, compte tenu d'une hypothèse de turnover de 5% :

Date d'attribution	Charge de la période	
En millions d'euros	31 déc. 2010	31 déc. 2009
9 décembre 2005		10
17 janvier 2007	17	17
14 novembre 2007	16	16
12 novembre 2008	14	14
10 novembre 2009	8	1
17 décembre 2009 (SE)	3	0
16 décembre 2010 (SE)	0	
	57	58

La charge comptable inclut les attributions effectuées par SUEZ Environnement sur ses propres titres, comprenant l'attribution de 2 944 200 options d'achat au prix d'exercice de 14,20 euros. En plus d'une condition de présence sur quatre ans, l'exercice de ces options est soumis à des critères de performance. Deux conditions sont prévues en fonction du profil du bénéficiaire :

- une condition de performance de marché, portant sur la performance relative du cours de l'action Suez Environnement Company par rapport à la performance moyenne des indices *CAC 40* et *Eurostoxx Utilities* sur la période du 15 décembre 2010 au 15 décembre 2014 ;
- une condition de performance interne, portant sur le résultat net récurrent du groupe cumulé entre 2010 et 2013 inclus.

23.1.6 Plans de Share Appreciations Rights

L'attribution de SAR aux salariés américains réalisée depuis 2007 (en remplacement des stock-options) a un impact non significatif sur les comptes du Groupe.

23.2 Augmentation de capital réservée aux salariés

23.2.1 Description des formules proposées

En 2010, les salariés du Groupe ont pu souscrire à des augmentations de capital réservées au sein du plan mondial d'actionnariat salarié dénommé «LINK 2010». Ces souscriptions ont été réalisées au moyen des formules suivantes :

- Link Classique : formule permettant aux salariés de souscrire, directement ou par l'intermédiaire d'un FCPE, des actions à un prix décoté par rapport au cours de bourse ;
- Link Multiple : formule permettant aux salariés de souscrire, directement ou par l'intermédiaire d'un FCPE, un nombre d'actions leur permettant en outre de participer, à l'échéance de la durée de blocage de leurs avoirs, à la performance positive de l'action du Groupe (effet de levier) ;
- Share Appreciation Rights (SAR) : programme à effet de levier permettant par l'acquisition d'un titre de bénéficier d'un multiplicateur de performance sur ce titre qui sera versé au salarié, en trésorerie, à l'expiration d'une période de 5 ans après sa mise en place. La dette qui en résulte à l'égard des salariés est couverte par des warrants.

Par ailleurs, le plan Link Classique était assorti d'un abondement aux conditions suivantes :

Pour les salariés français, des actions GDF SUEZ ont été offertes gratuitement à la souscription en fonction de l'apport personnel dans le plan :

- pour les 10 premières actions souscrites, l'abondement était de 1 action offerte pour 1 action souscrite ;
- à partir de la 11e action souscrite, l'abondement était de 1 action offerte pour 4 actions souscrites avec, pour cette tranche, un maximum de 10 actions ;
- l'abondement était plafonné à 20 actions offertes par salarié.

Pour tous les salariés des autres pays, des actions GDF SUEZ ont été offertes via un plan d'attribution d'actions gratuites, assorti d'une condition de présence du salarié et en fonction de l'apport personnel dans le plan :

- pour les 10 premières actions souscrites, l'abondement était de 1 action gratuite offerte pour 1 action souscrite ;
- à partir de la 11e action souscrite, l'abondement était de 1 action gratuite offerte pour 4 actions souscrites avec, pour cette tranche, un maximum de 10 actions ;
- l'abondement était plafonné à 20 actions gratuites offertes par salarié pour la souscription de 50 actions ;
- les actions seront attribuées gratuitement aux salariés le 24 août 2015, sous réserve d'une condition de présence dans le Groupe GDF SUEZ le 30 avril 2015.

S'agissant d'un plan d'attribution d'actions gratuites, la méthode d'évaluation est décrite au paragraphe 23.3.

23.2.2 Impacts comptables

Le prix de souscription du plan 2010 est défini par la moyenne des cours d'ouverture de l'action GDF SUEZ sur l'Eurolist de NYSE Euronext Paris durant les 20 jours de bourse précédant la date de la décision du Président-Directeur Général de la Société fixant la date d'ouverture de la période de souscription/révocation diminué de 20%, soit 19,78 euros.

La charge comptable des plans Link Classique et Multiple correspond à la différence entre la juste valeur de l'action souscrite et le prix de souscription. La juste valeur tient compte de la condition d'incessibilité des titres sur une période de 5 ans, prévue par la législation française, ainsi que, pour le plan d'épargne à effet de levier, du gain d'opportunité implicitement supporté par GDF SUEZ en permettant à ses salariés de bénéficier de conditions de tarification plus favorables que celles qu'ils pourraient obtenir en tant que particuliers.

Les hypothèses retenues sont les suivantes :

- taux d'intérêt sans risque à 5 ans : 1,92% ;
- spread du réseau bancaire retail : 3,20% ;
- taux de financement pour un salarié : 5,12% ;
- coût du prêt de titres : 1,0% ;
- cours à la date d'attribution : 25,09 euros ;
- spread de volatilité : 6,0%.

Il en résulte une charge totale de 34 millions d'euros sur l'exercice 2010 au titre des 24,2 millions d'actions souscrites et des 0,5 million d'actions offertes en abondement, portant le montant final de l'augmentation de capital et des primes d'émission liées à ces souscriptions à 478 millions d'euros (hors frais d'émission).

	Link classique	Link Multiple	Abondement France	Total
Montant souscrit *(millions d'euros)*	60	418	0	478
Nombre d'actions souscrites *(millions d'actions)*	3,0	21,2	0,5	24,7
Décote *(euro/action)*	5,0	5,0	25,1	
Coût d'incessibilité pour le salarié *(euro/action)*	(5,3)	(5,3)	(5,4)	
Mesure du gain d'opportunité *(euro/action)*		1,5		
Coût pour le Groupe *(millions d'euros)*	**0**	**23**	**10**	**34**
Sensibilités				
Augmentation du taux de financement du salarié de + 0,5%	0	(15)	0	(15)
Augmentation du gain d'opportunité de + 0,5%	0	3	0	3

L'impact comptable des SAR, s'agissant d'instruments réglés en trésorerie, consiste à enregistrer sur la durée d'acquisition des droits une dette envers le salarié par contrepartie du résultat. Au 31 décembre 2010, la juste valeur de la dette relative aux attributions de 2007 et 2010 s'élève à 2 millions d'euros. Le plan Spring 2005 est quant à lui venu à échéance le 29 décembre 2010. Il en a résulté l'exercice de warrants pour une valeur de 14 millions d'euros.

La juste valeur de la dette est déterminée sur la base du modèle de Black & Scholes.

L'impact résultat du SAR (y compris couverture par des warrants) est un produit de 4 millions d'euros, dont 7 millions d'euros au titre des SAR attribués dans le cadre du plan LINK 2010.

23.3 Actions gratuites et Actions de performance

23.3.1 Plans en vigueur au 31 décembre 2010 et impact sur le résultat de l'exercice

La charge enregistrée au cours de la période sur les plans en vigueur est la suivante :

			Charge de la période *(en millions d'euros)*	
Date d'attribution	**Volume attribué***	**Juste valeur unitaire**** *(en euros)*	**31 déc. 2010**	**31 déc. 2009**
Plan Suez février 2007	989 559	36,0		3
Plan GDF juin 2007	1 539 009	33,4		8
Plan Suez juillet 2007	2 175 000	37,8	9	19
Plan Suez août 2007	193 686	32,1	1	1
Plan Suez novembre 2007	1 244 979	42,4	(14)	20
Plan GDF mai 2008	1 586 906	40,3	(8)	29
Plan Suez juin 2008	2 372 941	39,0	(4)	30
Plan GDF SUEZ novembre 2008	1 812 548	28,5	(3)	19
Plan GDF SUEZ juillet 2009	3 297 014	19,7	26	12
Plan SUEZ Environnement juillet 2009	2 040 810	9,6	7	3
Plan GDF SUEZ novembre 2009	1 693 840	24,8	15	2
Plan SUEZ Environnement décembre 2009	173 852	12,3	1	0
Plan Comex janvier 2010	348 660	18,5	3	
Plan Gaselys mars 2010	51 112	21,5	0	
Plan Link août 2010	207 947	19,4	0	
Plan SUEZ Environnement décembre 2010	829 080	10,8	0	
			34	**149**

* *Volume attribué, après éventuels ajustements liés à la fusion avec Gaz de France en 2008.*

** *Valeur moyenne pondérée le cas échéant.*

23.3.2 Nouvelles attributions en 2010

Plan d'actions de performance du 20 janvier 2010

Le Conseil d'Administration du 20 janvier 2010 a approuvé l'attribution de 348 660 actions de performance aux membres du Comité de Direction et du Comité Exécutif. Ce plan est assorti des conditions suivantes :

- condition de présence au 14 mars 2012 ;
- incessibilité des titres jusqu'au 14 mars 2014 ;
- condition de performance interne, liée au niveau d'EBITDA du Groupe en 2011 (pour la moitié des titres attribués) ;
- condition de performance externe, liée à l'évolution du cours de bourse du titre GDF SUEZ par rapport à l'évolution de l'indice de l'Eurostoxx Utilities (pour l'autre moitié des titres attribués) pendant la période d'acquisition des droits.

Plan d'actions de performance du 3 mars 2010

Le Conseil d'Administration du 3 mars 2010 a approuvé l'attribution de 51 112 actions de performance GDF SUEZ à certains salariés de la société Gaselys. Les impacts de ce plan en résultat sont non significatifs.

Plan d'actions gratuites du 24 août 2010

Dans le cadre de l'augmentation de capital réservée aux salariés, une attribution d'actions gratuites a été réalisée au bénéfice des souscripteurs à la formule classique proposée à l'international (hors France), à raison de 1 action gratuite pour chacune des 10 premières actions souscrites, puis de 1 action gratuite pour 4 actions souscrites au-delà de 10 actions souscrites, dans la limite de 20 actions gratuites par bénéficiaire. Au total ce sont ainsi 207 947 actions gratuites qui ont été attribuées. L'attribution est soumise à une condition de présence dans le Groupe GDF SUEZ le 30 avril 2015.

Plan SUEZ Environnement du 16 décembre 2010

Le Conseil d'Administration de SUEZ Environnement a octroyé 829 080 actions de performance à 2127 bénéficiaires. Ce plan complète le plan d'options d'achat décidé lors de la même séance et sert les mêmes objectifs. L'acquisition des actions est conditionnée à une période de présence de deux à quatre ans selon les pays et les bénéficiaires. Les actions sont également assorties d'une période d'indisponibilité de 2 ans en France. L'acquisition des actions est finalement soumise à des conditions de performance.

Pour les 978 attributaires bénéficiant également d'options d'achat, deux conditions sont prévues :

- une condition de performance de marché, portant sur la performance relative du cours de l'action Suez Environnement Company par rapport à la performance moyenne des indices CAC 40 et Eurostoxx Utilities sur la période du 15 décembre 2010 au 15 décembre 2014 ;
- une condition de performance interne, portant sur le résultat net récurrent du groupe cumulé entre 2010 et 2013 inclus.

Pour les 1 149 attributaires ne bénéficiant pas d'options d'achat mais uniquement d'actions de performance, l'ensemble des actions attribuées est soumis à une condition de performance interne portant sur l'EBITDA du Groupe entre 2011 et 2012 inclus.

23.3.3 Revue des conditions de performance interne des plans

Outre la condition de présence des salariés, certains plans d'actions gratuites et plans d'actions de performance sont assortis d'une condition de performance interne. Lorsque cette dernière n'est pas été atteinte en totalité, les volumes d'actions attribuées aux salariés sont réduits conformément aux règlements des plans. Cette modification du nombre d'actions se traduit par une réduction de la charge totale des plans conformément aux dispositions d'IFRS 2.

L'appréciation de la condition de performance est revue à chaque clôture : en 2010, outre les plans venus à échéance au premier semestre, le volume du plan d'actions de performance de novembre 2008 a été adapté en fonction de la condition de niveau d'EBITDA prévue au règlement du plan.

23.3.4 Juste valeur des plans d'actions gratuites et de performance

La juste valeur des actions de performance GDF SUEZ a été calculée en application de la méthode décrite dans la Note 1 des États financiers consolidés au 31 décembre 2010 (§ 1.4.14.2). Les hypothèses suivantes ont été utilisées pour déterminer la juste valeur unitaire de chacun des nouveaux plans attribués en 2010 présentée dans le tableau en 23.3.1.

	Plan Link 08/2010	Plan Gaselys 03/2010	Plan Comex 01/2010		Plan GDF SUEZ 11/2009	Plan GDF SUEZ 07/2009
Cours à la date d'attribution *(euro/action)*	25,1	27,4	28,7	28,7	29,4	24,8
Taux de dividende attendu	6%	6%	6%	6%	6%	6%
Coût de financement pour le salarié	NA (1)	6,7%	6,7%	6,7%	7,2%	7,2%
Coût d'incessibilité *(euro/action)*	0 (1)	(1,7)	(1,9)	(1,9)	(1,0)	(1,0)
Condition de performance liée au marché	Non	Non	Non	Oui	Non	Non
Juste valeur unitaire *(euro/action)*	19,4	21,5	23,7	13,4	24,8	19,7

(1) Pas de période d'incessibilité liée à ce plan.

23.4 Prime exceptionnelle SUEZ

Le Groupe SUEZ a mis en place, en novembre 2006, un plan à caractère exceptionnel et temporaire, pour récompenser la fidélité des salariés et les faire participer aux succès du Groupe. Au titre de ce plan, venu à échéance le 1er juin 2010, il était prévu le versement d'une prime exceptionnelle égale à la contre-valeur de 4 actions SUEZ au 1er juin 2010, ainsi qu'au montant des dividendes bruts des exercices 2005 à 2009 (y compris dividendes exceptionnels éventuels) versés au plus tard le 31 mai 2010. Depuis la fusion, le calcul se fait sur la base d'un panier composé d'une action GDF SUEZ et d'une action Suez Environnement Company.

Au 1er juin 2010, la valeur finale de la prime s'est établie à 141,6 euros.

S'agissant d'un instrument réglé en trésorerie, l'impact comptable de cette prime consiste à enregistrer sur la durée d'acquisition des droits une dette envers le salarié par contrepartie du résultat.

En raison d'une baisse de valeur de la prime entre décembre 2009 et juin 2010, un produit a été comptabilisé en 2010 pour un montant de 2,6 millions d'euros.

NOTE 24 TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES

L'objet de la présente note est de présenter les transactions significatives qui existent entre le Groupe et ses parties liées. Le Groupe a décidé d'appliquer de manière anticipée la norme IAS 24 révisée pour les seules dispositions relatives aux exemptions introduites en matière d'information à fournir pour les entreprises publiques. La nouvelle définition d'une partie liée introduite par la norme révisée n'est donc pas appliquée au 31 décembre 2010.

Les rémunérations des principaux dirigeants sont précisées dans la Note 25 «Rémunération des dirigeants».

Les principales filiales (sociétés consolidées en intégration globale) sont listées dans la Note 28 «Liste des principales sociétés consolidées au 31 décembre 2010». Seules les opérations significatives sont décrites ci-dessous.

24.1 Relations avec l'État français et les sociétés participations de l'État français

24.1.1 Relations avec l'État français

Suite à la fusion entre Gaz de France et SUEZ le 22 juillet 2008, l'État détient 36,05% du capital de GDF SUEZ ainsi que six représentants sur vingt et un au Conseil d'Administration.

L'État dispose d'une action spécifique destinée à préserver les intérêts essentiels de la France, relatifs à la continuité ou la sécurité d'approvisionnement dans le secteur de l'énergie. Cette action spécifique confère à l'État, et de manière pérenne, le droit de s'opposer aux décisions de GDF SUEZ s'il considère ces décisions contraires aux intérêts de la France.

Les missions de service public dans le secteur de l'énergie sont définies par la loi du 3 janvier 2003.

Un nouveau contrat de service public précisant leur mise en œuvre a été signé le 23 décembre 2009, confortant les missions de service public du Groupe et les conditions des évolutions tarifaires en France :

- au titre de ses missions de service public, le Groupe renforce ses engagements en matière de sécurité des biens et des personnes, de solidarité et de prise en charge des clients démunis, et de développement durable et de recherche ;
- au titre des conditions des évolutions tarifaires en France, ce contrat s'accompagne de la publication d'un décret qui redéfinit le cadre réglementaire global de fixation et d'évolution des tarifs réglementés du gaz naturel en France. L'ensemble de ce dispositif améliore la visibilité sur les conditions d'évolution des tarifs réglementés, en prévoyant notamment leur évolution en fonction des coûts engagés, et détermine les règles et les responsabilités des différents acteurs sur la période 2010-2013.

Les tarifs d'acheminement sur le réseau de transport GRT Gaz et sur le réseau de distribution de gaz en France ainsi que sur les tarifs d'accès aux terminaux méthaniers français sont régulés. Les éléments tarifaires sont fixés par des arrêtés ministériels.

24.1.2 Relation avec EDF

Gaz de France SA et EDF avaient signé le 18 avril 2005 une convention définissant leurs relations concernant les activités de distribution suite à la création, au 1er juillet 2004, de l'opérateur commun des réseaux de distribution d'électricité et de gaz, EDF Gaz de France Distribution. En application de la loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie qui prévoit la filialisation des réseaux de distribution de gaz naturel et d'électricité portés par les opérateurs historiques, les entités ERDF SA, filiale de EDF SA, et GRDF SA, filiale de GDF SUEZ SA, ont été créées respectivement au 1er janvier 2007 et au 1er janvier 2008, et opèrent dans la suite de la convention existant antérieurement entre les deux opérateurs.

24.2 Relations avec la CNIEG (Caisse Nationale des Industries Électriques et Gazières)

Les relations avec la CNIEG, qui gère l'ensemble des pensions de vieillesse, d'invalidité et de décès des salariés et retraités du Groupe affiliés au régime spécial des IEG, des agents d'EDF et des Entreprises Non Nationalisées (ENN) sont décrites dans la Note 18 «Retraites et engagements assimilés».

24.3 Transactions avec les coentreprises ou sociétés associées

24.3.1 Coentreprises

EFOG (Royaume-Uni)

GDF SUEZ détient 22,5% de EFOG.

Le Groupe a acheté à EFOG du gaz pour un montant de 257 millions d'euros au 31 décembre 2010 contre 226 millions d'euros au 31 décembre 2009.

Par ailleurs, dans le cadre de sa politique de centralisation des excédents de trésorerie, le Groupe a reçu d'EFOG des avances de trésorerie dont le solde s'élevait à 115 millions d'euros au 31 décembre 2010 contre 101 millions d'euros au 31 décembre 2009.

Groupe Acea-Electrabel (Italie)

GDF SUEZ Italia, une filiale à 100% d'Electrabel, détient 40,59% d'Acea-Electrabel qui, elle-même, possède plusieurs filiales.

GDF SUEZ a vendu de l'électricité et du gaz au groupe Acea-Electrabel pour un montant de 100 millions d'euros au 31 décembre 2010 contre 61 millions d'euros au 31 décembre 2009.

GDF SUEZ a également accordé des prêts au Groupe Acea-Electrabel dont le solde au 31 décembre 2010 s'élève à 349 millions d'euros contre 345 millions d'euros au 31 décembre 2009.

Groupe SPP (Slovaquie)

GDF SUEZ détient 24,5% du groupe SPP.

Les ventes de gaz naturel et autres prestations de service facturées au groupe SPP se sont élevées respectivement à 125 millions d'euros en 2010 et 14 millions d'euros en 2009.

Les achats de gaz naturel et d'autres prestations auprès de SPP se sont élevés respectivement à 124 millions d'euros en 2010 et 48 millions d'euros en 2009.

24.3.2 Sociétés associées

Elia System Operator (ESO)/Elia

Elia a été cédée au mois de mai 2010 et la plus-value générée par cette cession s'élève à 238 millions d'euros.

Avant cette cession, Electrabel détenait 24,36% de cette société créée en 2001.

Elia gère le réseau de transport d'électricité haute tension en Belgique. Les tarifs de réseau de transport sont soumis à l'approbation de la Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz (CREG).

Electrabel a acheté à ESO/Elia des services de transport d'électricité d'un montant de 131 millions d'euros au 31 décembre 2009.

Le Groupe a vendu à ESO/Elia des prestations de services pour un montant de 112 millions d'euros au 31 décembre 2009.

Sociétés Intercommunales

Les sociétés Intercommunales mixtes auxquelles Electrabel est associée assurent la gestion du réseau de distribution d'électricité et de gaz en Belgique.

Electrabel Customer Solutions (ECS) a acheté des droits d'utilisation du réseau de distribution de gaz et d'électricité aux sociétés Intercommunales pour un montant de 2 012 millions d'euros au 31 décembre 2010 contre 1 985 millions d'euros en 31 décembre 2009.

Les créances clients relatives aux services de fourniture de gaz et d'électricité s'élèvent à 12 millions d'euros au 31 décembre 2010 contre 28 millions d'euros au 31 décembre 2009.

Electrabel a accordé aux sociétés Intercommunales des avances de trésorerie dont le solde s'élève à 123 millions d'euros au 31 décembre 2010 contre 135 millions d'euros au 31 décembre 2009.

Contassur

Contassur est une société d'assurance-vie consolidée par mise en équivalence. Contassur est détenue par Electrabel à hauteur de 15%.

Contassur a contracté des contrats d'assurance principalement avec les fonds de pension qui couvrent en Belgique des avantages postérieurs à l'emploi accordés à des employés du Groupe mais également à ceux d'autres sociétés, opérant essentiellement dans les activités régulées du secteur gaz et électricité.

Les polices d'assurance contractées par Contassur constituent des droits à remboursement comptabilisés en tant qu'«Autres actifs» dans l'état de situation financière. Ces droits à remboursement s'élèvent à 142 millions d'euros au 31 décembre 2010 contre 143 millions d'euros au 31 décembre 2009.

NOTE 25 RÉMUNÉRATION DES DIRIGEANTS

Les principaux dirigeants du Groupe sont les membres du Comité Exécutif et les administrateurs. Leurs rémunérations se décomposent de la façon suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2010	31 déc. 2009
Avantages à court terme	33	32
Avantages postérieurs à l'emploi	4	4
Paiements sur base d'actions	17	11
Indemnités de fin de contrat	2	-
TOTAL	56	47

NOTE 26 LITIGES ET CONCURRENCE

Les litiges et arbitrages présentés ci-après sont comptabilisés en tant que passifs ou présentés à titre d'information. En dehors des litiges présentés ci-dessous à titre d'information, le Groupe n'a pas identifié de passifs éventuels significatifs, la probabilité de sortie de ressources dans le cadre de ses engagements étant considérée comme faible.

Le Groupe est engagé dans le cours normal de ses activités dans un certain nombre de litiges et procédures au titre de la concurrence avec des tiers ou avec l'administration fiscale de certains pays. Des provisions sont constituées au titre de ces litiges et arbitrages lorsqu'il existe une obligation (légale, contractuelle ou implicite) envers un tiers à la date de clôture, qu'il est probable qu'une sortie de ressources sans contrepartie soit nécessaire pour éteindre l'obligation, et que le montant de cette sortie de ressources peut être estimé avec une fiabilité suffisante. Le montant des provisions constituées à ce titre au 31 décembre 2010 s'élève à 638 millions d'euros (contre 481 millions d'euros au 31 décembre 2009.

26.1 Litiges

26.1.1 Electrabel – État de Hongrie

Electrabel, groupe GDF SUEZ, a engagé auprès du Centre International de Règlement des Différends sur les Investissements (CIRDI) une procédure d'arbitrage international contre la Hongrie pour manquement par la Hongrie à ses obligations découlant du Traité sur la Charte de l'Énergie. Le différend portait initialement essentiellement sur les tarifs d'électricité établis dans le cadre d'un contrat long terme d'achat d'électricité conclu le 10 octobre 1995 entre la société d'exploitation de la centrale électrique, Dunamenti (dans laquelle Electrabel détient une participation de 74,82%) et MVM (société contrôlée par l'État hongrois) ainsi que sur les allocations des droits d'émission de CO2 dans le pays. L'audience arbitrale s'est tenue au mois de février 2010 et les arbitres se prononceront prochainement sur la question des responsabilités.

À la suite (i) de la décision prise par la Commission européenne, le 4 juin 2008, de qualifier d'aides d'État illégales et incompatibles avec le Traité/CE, les contrats d'achat à long terme d'électricité en vigueur au moment de l'accession de la Hongrie à l'Union Européenne (au nombre desquels figurait le contrat conclu entre Dunamenti et MVM) et (ii) de la décision subséquente prise par la Hongrie de résilier ces contrats, Electrabel a étendu sa demande aux fins d'obtenir réparation du dommage subi du chef de cette résiliation. La Commission européenne a approuvé au mois d'avril 2010 la méthode de détermination du montant de l'aide d'État et des coûts échoués («*stranded costs*») élaborée par les autorités hongroises. (Voir aussi section 26.2.4 «Concurrence et concentrations/Contrats à long terme en Hongrie»).

Par ailleurs, la Commission européenne a sollicité, le 13 août 2008, l'autorisation du tribunal arbitral d'intervenir dans la procédure d'arbitrage en qualité de partie non contestante mais s'est vue refuser cette autorisation. À ce stade, le tribunal arbitral a suspendu provisoirement l'examen des questions pour lesquelles la Hongrie conteste la compétence du tribunal mais en autorisant Electrabel à introduire une demande complémentaire de dommages et intérêts que cette dernière a retirée par la suite.

26.1.2 Slovak Gas Holding

Slovak Gas Holding (ci-après SGH) est détenue à parts égales par GDF SUEZ et E.ON Rurhgas AG et détient une participation de 49% dans Slovenský Plynárenský Priemysel, a.s. (ci-après SPP), le solde étant détenu par la République Slovaque par l'intermédiaire du *National Property Fund*.

SGH a accompli les démarches préliminaires visant à entamer une procédure d'arbitrage international contre la République Slovaque pour manquements par cette dernière à ses obligations

découlant du Traité bilatéral conclu entre la République Slovaque et la République Tchèque d'une part et le royaume des Pays-Bas d'autre part et du Traité sur la Charte de l'Énergie.

Le différend porte sur le cadre légal et réglementaire modifié ou élaboré récemment par la République Slovaque avec l'objectif de contrôler la faculté de SPP de solliciter des augmentations de tarifs pour couvrir les coûts de vente de gaz.

Des discussions entre les parties sont toujours en cours.

26.1.3 OPR sur Electrabel

À la suite de l'Offre Publique de Reprise (OPR) lancée par SUEZ en juin 2007 sur les actions de sa filiale Electrabel qu'elle ne détenait pas encore, Deminor et deux autres fonds ont initié le 10 juillet 2007 une procédure devant la Cour d'Appel de Bruxelles à l'encontre de SUEZ et d'Electrabel tendant à obtenir un complément de prix. La Cour d'Appel a déclaré la demande non fondée par arrêt du 1er décembre 2008.

Deminor et consorts se sont pourvus en cassation le 22 mai 2009. La procédure est en cours.

MM. Geenen et consorts ont initié une procédure semblable, la Cour d'Appel ayant cependant rejeté la demande pour nullité de l'acte introductif d'instance. La demande a été réintroduite, cependant sans mise en cause d'Electrabel et de la Commission bancaire, financière et des assurances. L'affaire, plaidée et mise en délibéré le 21 octobre 2008, a été refixée pour plaidoirie le 22 septembre 2009. La Cour, par un arrêt en date du 24 décembre 2009 a rejeté la demande Geenen pour des motifs d'ordre procédural.

M. Geenen s'est pourvu en cassation le 2 juin 2010. La procédure est en cours.

26.1.4 AES Energia Cartagena

GDF SUEZ est partie à une procédure d'arbitrage devant la Cour Internationale d'Arbitrage de la Chambre de Commerce Internationale (ICC) intentée en septembre 2009 par AES Energia Cartagena au titre de l'*Energy Agreement* en date du 5 avril 2002 en vertu duquel AES Energia Cartagena convertit, dans la centrale électrique à cycle combiné située à Carthagène en Espagne, le gaz fourni par GDF SUEZ en électricité.

L'arbitrage porte sur la prise en charge passée et future, par l'une ou l'autre des parties, de divers coûts et dépenses liés à la centrale, en particulier au titre de certificats d'émission de CO2, d'impôts fonciers et de subventions sociales.

Les plaidoiries ont lieu à Londres. La sentence arbitrale devrait être rendue prochainement, sauf suspension ou interruption décidée d'un commun accord.

26.1.5 Argentine

En Argentine, les tarifs applicables aux contrats de concession ont été bloqués par une loi d'urgence publique et de réforme du régime des changes (Loi d'Urgence) en janvier 2002 empêchant ainsi l'application des clauses contractuelles d'indexation des tarifs en cas de dépréciation du peso argentin par rapport au dollar américain.

En 2003, SUEZ – désormais GDF SUEZ – et ses coactionnaires, concessionnaires des eaux de Buenos Aires et de Santa Fe, ont entamé des procédures d'arbitrage contre l'État argentin en sa qualité de concédant, dans le but de faire appliquer les clauses contractuelles des contrats de concession devant le Centre International pour le Règlement des Différends relatifs aux Investissements (CIRDI) conformément aux traités bilatéraux franco-argentins de protection des investissements.

Ces procédures d'arbitrage CIRDI visent à obtenir des indemnités pour compenser la perte de valeur des investissements consentis depuis le début de la concession, suite aux mesures adoptées par l'Argentine après la promulgation de la Loi d'Urgence susmentionnée. Le CIRDI a reconnu sa compétence pour statuer dans les deux affaires en 2006. Les audiences ont eu lieu dans le courant de l'année 2007 pour les deux arbitrages. Parallèlement aux procédures CIRDI, les sociétés concessionnaires Aguas Argentinas et Aguas Provinciales de Santa Fe se sont vues contraintes d'entamer des procédures de résiliation de leur contrat de concession devant les juridictions administratives locales.

Toutefois, la situation financière des sociétés concessionnaires s'étant dégradée depuis la Loi d'Urgence, la société Aguas Provinciales de Santa Fe a annoncé sa mise en liquidation judiciaire lors de son assemblée générale du 13 janvier 2006.

Parallèlement, la société Aguas Argentinas a demandé à bénéficier du «Concurso Preventivo» (comparable à la procédure française de redressement judiciaire). Dans le cadre de cette procédure de redressement judiciaire, une proposition concordataire opérant novation du passif admissible de la société Aguas Argentinas a reçu l'approbation des créanciers et a été homologuée par le juge de la faillite le 11 avril 2008. Le règlement du passif est en cours. La proposition prévoit un premier paiement de 20% du passif (soit l'équivalent d'environ 40 millions de dollars américains) lors de l'homologation et un second paiement de 20% en cas d'indemnisation par l'État argentin. GDF SUEZ et Agbar, en tant qu'actionnaires de contrôle, ont décidé d'aider financièrement Aguas Argentinas à faire face à ce premier paiement et ont versé respectivement, lors de l'homologation, les sommes de 6,1 et 3,8 millions de dollars américains.

Pour mémoire, SUEZ et SUEZ Environnement ont - préalablement à la fusion de SUEZ avec Gaz de France et à l'introduction en bourse de Suez Environnement Company – conclu un accord portant transfert économique au profit de SUEZ Environnement des droits et obligations liés aux participations détenues par SUEZ dans Aguas Argentinas et Aguas Provinciales de Santa Fe.

Par deux décisions datées du 30 juillet 2010, le CIRDI a reconnu la responsabilité de l'État argentin dans la résiliation des contrats de concession d'eau et d'assainissement de Buenos Aires et de Santa Fe. Ces deux décisions de principe seront suivies, dans les prochains mois, de la détermination définitive du montant de la réparation au titre des préjudices subis.

26.1.6 United Water - Lake DeForest

En mars 2008, certains riverains de la rivière Hackensack dans le comté de Rockland (État de New York) ont déposé auprès de la cour suprême de l'État de New York une réclamation d'un montant total de 66 millions de dollars américains (ultérieurement porté à 130) à

l'encontre de United Water (groupe SUEZ Environnement) à la suite d'inondations consécutives à des pluies torrentielles.

Ces riverains allèguent un défaut d'entretien du réservoir et du barrage de Lake DeForest attenant au réservoir de Lake DeForest qui, à la suite de ces pluies torrentielles, n'aurait pas fonctionné correctement et n'aurait pas permis un déversement progressif des eaux dans la rivière Hackensack sur laquelle il est érigé, causant ainsi des inondations chez ces riverains. Le réseau d'évacuation des eaux pluviales dont United Water est l'opérateur se déversant en amont du barrage, les riverains, pourtant situés en zone inondable, réclament à l'encontre de United Water des dommages et intérêts compensatoires d'un montant de 65 millions de dollars américains ainsi que des dommages et intérêts punitifs d'un montant équivalent alléguant une négligence dans l'entretien du barrage et du réservoir de Lake DeForest.

La société United Water estime ne pas être responsable des inondations ni de l'entretien du barrage et du réservoir et que les plaintes ne devraient pas pouvoir prospérer. United Water a déposé une «motion to dismiss» en juillet 2009 visant à faire juger qu'elle n'avait pas l'obligation d'exploiter le barrage en tant qu'ouvrage de prévention des inondations. Le rejet de cette demande prononcé le 27 août 2009 a été confirmé le 1er juin 2010. United Water a interjeté appel de cette dernière décision.

La demande de dommages et intérêts punitifs a été rejetée en date du 21 décembre 2009, ce rejet a été confirmé le 11 février 2010 suite à l'appel interjeté par les riverains. Un nouveau recours a été introduit par les demandeurs. Une décision sur le fond du dossier est attendue vers la fin du premier semestre 2011.

26.1.7 Novergie

Novergie Centre Est (groupe SUEZ Environnement) exploitait une usine d'incinération de déchets ménagers à Gilly-sur-Isère à côté d'Albertville (Savoie), construite en 1984 et appartenant à la société d'économie mixte SIMIGEDA (syndicat intercommunal mixte de gestion des déchets du secteur d'Albertville). En 2001, des taux élevés de dioxine ont été relevés à proximité de l'usine d'incinération et le Préfet de Savoie a ordonné la fermeture de l'usine en octobre 2001.

Des plaintes avec constitution de partie civile furent déposées en mars 2002 contre notamment le président de SIMIGEDA, le Préfet du département de la Savoie et Novergie Centre Est pour empoisonnement, mise en danger de la vie d'autrui, et coups et blessures non intentionnels, au titre d'une pollution causée par l'usine d'incinération. Au 1er semestre 2009, la Cour de Cassation a confirmé la décision de la chambre de l'instruction de la Cour d'Appel de Lyon rejetant une constitution de partie civile.

Novergie Centre Est a été mise en examen le 22 décembre 2005 pour les chefs de mise en danger de la vie d'autrui et de violation de la réglementation.

Dans le cadre de la procédure, les expertises judiciaires demandées ont établi qu'il n'y avait pas d'augmentation du nombre de cancers parmi les populations riveraines.

Le 26 octobre 2007, le juge d'instruction en charge du dossier a prononcé un non-lieu à l'encontre des personnes physiques mises en examen pour mise en danger d'autrui. En revanche, le juge a ordonné le renvoi du SIMIGEDA et de Novergie Centre Est devant le tribunal correctionnel d'Albertville pour avoir fait fonctionner l'incinérateur «sans autorisation préalable, en raison de la caducité de l'autorisation initiale par suite des changements significatifs des conditions d'exploitation». La chambre de l'instruction de la Cour d'Appel de Chambéry en date du 9 septembre 2009 a confirmé la décision de non-lieu pour mise en cause de la vie d'autrui pour les employés de Novergie.

Novergie Centre Est, constatant que les principaux responsables des infractions reprochées ne seraient pas présents à l'audience du tribunal correctionnel, a déposé une plainte contre X pour entrave à la justice et organisation frauduleuse de l'insolvabilité en date du 28 septembre 2010.

L'audience devant le tribunal correctionnel s'est tenue le 29 novembre 2010, le délibéré est fixé au 23 mai 2011.

26.1.8 Société des Eaux du Nord

Des négociations ont été engagées en 2008/2009 entre la Communauté Urbaine de Lille Métropole (LMCU) et la Société des Eaux du Nord (SEN), filiale de Lyonnaise des Eaux France, dans le cadre de la révision quinquennale du contrat de concession de la distribution d'eau potable. Ces négociations portaient en particulier sur les conséquences à tirer des avenants signés en 1996 et 1998 en matière d'obligations de renouvellement à la charge de la SEN.

LMCU et la SEN n'étant pas parvenues à se mettre d'accord sur les conditions de la révision du contrat, elles ont décidé, fin 2009, de faire appel à une Commission arbitrale, conformément au contrat. Cette Commission présidée par Monsieur Michel Camdessus a formulé des recommandations.

Sans suivre les recommandations de la Commission, le Conseil Communautaire du 25 juin 2010 de LMCU a unilatéralement approuvé la signature d'un avenant au contrat qui prévoit notamment l'émission d'un titre de recettes d'un montant de 115 millions d'euros à l'encontre de la SEN, ce titre étant censé correspondre à la restitution immédiate du solde des provisions de renouvellement non utilisées assorties d'intérêts selon les propres calculs de LMCU.

Deux recours tendant à l'annulation de la délibération du 25 juin 2010 du Conseil de Communauté de LMCU et des décisions prises en son application ont été introduits devant le tribunal administratif de Lille en date du 6 septembre 2010 par la SEN ainsi que par Lyonnaise des Eaux France en sa qualité d'actionnaire de la SEN.

26.1.9 Togo Électricité

En février 2006, l'État togolais a pris possession de l'ensemble des actifs de Togo Électricité sans indemnité et a engagé plusieurs actions dont une à l'encontre de Togo Électricité, groupe GDF SUEZ (Branche Énergie Services), étendue par la suite à GDF SUEZ, afin d'obtenir la condamnation de ces deux sociétés au paiement d'indemnités au titre des manquements à la concession évaluée entre 27 et 33 milliards de Francs CFA, soit entre 41 et 50 millions d'euros.

En mars 2006, Togo Électricité a introduit une procédure d'arbitrage à laquelle GDF SUEZ s'est jointe, contre l'État togolais devant le Centre International pour le Règlement des Différends Relatifs aux Investissements (CIRDI) à la suite des décrets pris par l'État togolais résiliant la convention de concession pour la gestion

du service public de la distribution d'électricité détenue par Togo Électricité depuis décembre 2000.

Une sentence a été rendue par le CIRDI le 10 août 2010 aux termes de laquelle la République du Togo est condamnée à indemniser Togo Électricité à hauteur de 60 millions d'euros avec intérêts à 6,589% l'an à compter de 2006. l'État du Togo a introduit une demande en annulation de la sentence. Un comité ad hoc du CIRDI s'est constitué pour examiner la demande de l'État togolais. Sa décision est attendue courant 2011.

26.1.10 Fos Cavaou

Par arrêté du 15 décembre 2003 pris au titre des Installations Classées pour la Protection de l'Environnement (ICPE), le Préfet des Bouches du Rhône a autorisé Gaz de France à exploiter un terminal méthanier à Fos Cavaou. Le permis de construire de l'installation a été délivré par un second arrêté préfectoral pris le même jour. Ces deux arrêtés ont fait l'objet de recours contentieux.

Le permis de construire a fait l'objet de deux recours en annulation introduits devant le tribunal administratif de Marseille, l'un par la commune de Fos-sur-Mer, l'autre par le Syndicat d'Agglomération Nouvelle (SAN). Ces recours ont été rejetés par décision du tribunal du 18 octobre 2007. La commune de Fos s'est pourvue en appel contre ce jugement le 20 décembre 2007. Son désistement d'instance est intervenu le 11 janvier 2010.

L'arrêté d'exploitation a fait l'objet de deux recours en annulation devant le tribunal administratif de Marseille déposés, l'un par l'Association de Défense et de Protection du Littoral du Golfe de Fos-sur-Mer (ADPLGF), l'autre par un particulier.

Le tribunal administratif de Marseille a annulé l'arrêté préfectoral d'exploitation du terminal de Fos Cavaou par jugement rendu le 29 juin 2009. Elengy, groupe GDF SUEZ, qui est venue aux droits de GDF SUEZ dans cette procédure, ainsi que le Ministre de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de la Mer ont interjeté appel respectivement le 9 juillet 2009 et le 28 septembre 2009. La procédure est en cours.

Le 6 octobre 2009, le Préfet des Bouches-du-Rhône a pris un arrêté mettant en demeure Elengy de déposer au plus tard le 30 juin 2010 un dossier de demande d'autorisation d'exploiter pour régulariser la situation administrative du terminal et permettant, dans le cadre de prescriptions adaptées, la poursuite de la construction ainsi qu'une exploitation partielle de celui-ci.

Cet arrêté préfectoral a fait l'objet le 19 janvier 2010 d'un recours en annulation déposé par l'ADPLGF devant le tribunal administratif de Marseille. L'ADPLGF s'est désistée de son action auprès du tribunal le 4 janvier 2011.

Le 25 août 2010 le Préfet des Bouches-du-Rhône a pris un nouvel arrêté portant modification de l'arrêté du 6 octobre 2009, permettant l'exploitation provisoire du terminal sans restrictions dans l'attente de la régularisation définitive de sa situation administrative.

Conformément à l'arrêté du 6 octobre 2009, Elengy a déposé le 30 juin 2010 en préfecture un dossier de demande d'autorisation d'exploiter qui est en cours d'instruction.

26.1.11 Réclamations du fisc belge

Les services de l'Inspection Spéciale des Impôts belge réclament un montant de 188 millions d'euros à SUEZ-Tractebel SA, groupe GDF SUEZ, concernant ses investissements passés au Kazakhstan. SUEZ-Tractebel SA a introduit un recours administratif contre ces demandes. L'Administration fiscale n'ayant toujours pas statué 10 ans après, un recours devant le tribunal de première instance de Bruxelles a été introduit en décembre 2009.

Les services de l'Inspection Spéciale ont procédé à la taxation en Belgique des revenus financiers réalisés au Luxembourg par les succursales de gestion de trésorerie d'Electrabel et de SUEZ-Tractebel SA établies au Luxembourg. Ces revenus financiers qui ont été soumis à l'impôt au Luxembourg sont exonérés d'impôt en Belgique conformément aux dispositions de la convention préventive de double imposition belgo-luxembourgeoise. L'Inspection Spéciale refuse cette exonération en argumentant sur la base d'un prétendu abus de droit. Le montant total des enrôlements s'élève à 245 millions d'euros au titre des exercices 2003 à 2007. Le Groupe a contesté ces décisions de l'Inspection Spéciale devant le Tribunal de première instance de Bruxelles. Une première audience, qui porte sur une question périphérique sans aborder le problème de fond, est prévue fin 2011.

26.1.12 Contestation d'une disposition fiscale de la loi belge

Electrabel, groupe GDF SUEZ, a déposé, le 23 mars 2009, un recours en annulation auprès de la Cour Constitutionnelle contre les articles de la loi-programme du 22 décembre 2008 imposant une taxe de 250 millions d'euros aux producteurs nucléaires (dont 222 millions d'euros payés par Electrabel). La Cour Constitutionnelle a rejeté ce recours par arrêt en date du 30 mars 2010. Cette taxe a par ailleurs été reconduite pour l'exercice 2009 par la loi du 23 décembre 2009 et pour 2010 par la loi du 29 décembre 2010, en application de laquelle le Groupe s'est à chaque fois acquitté de la somme réclamée à savoir 213 millions d'euros pour l'exercice 2009 et 212 millions pour l'exercice 2010. Suite à un protocole d'accord signé le 22 octobre 2009 entre l'État belge et le Groupe, cette taxe n'aurait pas dû être reconduite, mais aurait dû être remplacée par une contribution liée à l'extension de la durée d'exploitation de certaines centrales nucléaires.

26.1.13 Réclamation du fisc américain

Certaines filiales américaines au sein de GDF SUEZ Énergie Amérique du Nord ont fait l'objet d'un contrôle fiscal par l'IRS portant sur les exercices 2004 et 2005. Les montants initialement réclamés ont été réduits en 2009 et 2010 dans le cadre de la procédure d'appel. Les montants restant contestés pour ces périodes correspondent à une charge nette d'impôt et intérêts pour un montant de 10 millions de dollars américains. Ces filiales ont également récemment fait l'objet d'un contrôle fiscal par l'IRS sur les exercices 2006 et 2007. Suite à cette vérification fiscale, les montants enrôlés et contestés pour ces périodes correspondent à une charge nette d'impôt et intérêts pour un montant de 5 millions de dollars américains.

26.1.14 Réclamation du fisc français

Par une proposition de rectification en date du 22 décembre 2008, l'administration fiscale française a contesté le traitement fiscal de la cession de créance de précompte opérée en 2005 par SUEZ pour un montant de 995 millions d'euros. Le 7 juillet 2009, les autorités fiscales ont notifié à GDF SUEZ le maintien de leur position. GDF SUEZ est en attente de l'avis de mise en recouvrement.

26.1.15 Réclamation du fisc brésilien

Tractebel Energia, groupe GDF SUEZ, a reçu le 30 décembre 2010 un enrôlement de 322 millions de reals brésiliens (140 millions d'euros) couvrant les exercices 2005 à 2007. L'administration fiscale brésilienne refuse principalement des déductions liées à un incitatif fiscal («RIC» ou rémunération d'immobilisations incorporelles) lié à des actifs, notamment ceux liés au projet Jacui. Tractebel Energia estime que les arguments de l'administration fiscale brésilienne ne sont pas fondés et contestera les enrôlements.

26.2 Concurrence et concentrations

26.2.1 Procédure Accès France

Le 22 mai 2008, la Commission européenne a annoncé l'ouverture d'une procédure à l'encontre de Gaz de France concernant un soupçon d'abus de position dominante et d'entente au travers notamment d'une combinaison de réservations à long terme de capacités de transport et de contrats d'importation ainsi que d'éventuels sous-investissements dans les infrastructures de transport et d'importation.

Le 22 juin 2009, la Commission européenne a fait parvenir à GDF SUEZ, GRTgaz et Elengy une évaluation préliminaire dans laquelle elle considérait que GDF SUEZ était susceptible d'avoir abusé de sa position dominante en verrouillant durablement l'accès aux capacités d'importation en France ce qui aurait restreint la concurrence sur le marché de la fourniture de gaz naturel en France. Le 24 juin 2009, GDF SUEZ, GRTgaz et Elengy ont proposé des engagements en réponse à l'évaluation préliminaire tout en exprimant leur désaccord avec les conclusions de cette dernière.

Le 9 juillet 2009, ces engagements ont été soumis à un test de marché et la Commission a ensuite informé GDF SUEZ, GRTgaz et Elengy des observations des tiers. Le 21 octobre 2009, GDF SUEZ, GRTgaz et Elengy ont soumis une proposition d'engagements modifiés qui ont été rendus obligatoires par une décision de la Commission européenne du 3 décembre 2009. Les engagements visent à faciliter les conditions d'accès et à accroître la concurrence sur le marché du gaz naturel en France. Cette décision de la Commission met fin à la procédure ouverte en mai 2008. Sous le contrôle d'un mandataire (Société Advolis) agréé par la Commission européenne, la mise en œuvre des engagements a débuté.

26.2.2 Megal

Le 11 juin 2008, Gaz de France a reçu une communication de griefs de la Commission européenne faisant état de présomptions de concertation avec E.ON ayant pour effet de restreindre la concurrence sur leurs marchés respectifs, en particulier en ce qui concerne les livraisons de gaz naturel transporté par le gazoduc Megal. GDF SUEZ a répondu le 8 septembre 2008 ; une audition a eu lieu le 14 octobre 2008. Le 8 juillet 2009, la Commission européenne a adopté une décision condamnant GDF SUEZ et E.ON pour entente et a infligé une amende de 553 millions d'euros à chacune des entreprises. Cette amende a été payée par GDF SUEZ. La Commission considère que cette entente, qui a pris fin en 2005, a débuté en 1975 à l'occasion de la conclusion des accords relatifs à la construction du gazoduc Megal et que les deux entreprises se sont entendues pour que GDF SUEZ n'utilise pas le gaz transporté sur le gazoduc Megal pour fournir des clients situés en Allemagne et qu'E.ON ne transporte pas de gaz vers la France *via* Megal.

Le 18 septembre 2009, GDF SUEZ a introduit devant le tribunal de l'Union Européenne un recours en annulation de cette décision. La procédure est en cours. La phase écrite devant le tribunal s'est poursuivie au cours de l'année 2010. L'étape suivante sera la procédure orale qui débutera par la fixation de la date de l'audience et les éventuelles questions préparatoires du tribunal.

26.2.3 Compagnie Nationale du Rhône

Electrabel, groupe GDF SUEZ, a été condamnée par la Commission européenne par décision du 10 juin 2009 à une amende de 20 millions d'euros pour ne pas avoir notifié la prise de contrôle de la Compagnie Nationale du Rhône à la Commission européenne dès fin 2003 et pour avoir mis en œuvre cette prise de contrôle avant qu'elle ait été autorisée par la Commission européenne. Cette décision fait suite à la notification de griefs envoyée le 17 décembre 2008 à laquelle il a été répondu par un mémoire en réponse le 16 février 2009. Electrabel a introduit devant le tribunal de l'Union Européenne le 20 août 2009 un recours en annulation contre la décision de la Commission européenne. La procédure est en cours. La phase écrite devant le tribunal s'est poursuivie au cours de l'année 2010. L'étape suivante sera la procédure orale qui débutera par la fixation de la date de l'audience devant le tribunal.

26.2.4 Contrats à long terme en Hongrie

La Commission européenne a rendu une décision le 4 juin 2008 déclarant que les contrats à long terme d'achat d'électricité conclus entre les producteurs d'électricité et la Hongrie en vigueur au moment de l'accession de la Hongrie à l'Union Européenne constituaient des aides d'État illégales et incompatibles avec le Traité sur le fonctionnement de l'Union Européenne. Elle a invité la Hongrie à revoir ce système de contrats et à récupérer les aides d'État illégales auprès des producteurs d'électricité, le cas échéant en indemnisant les parties prenantes à ces contrats via un mécanisme de compensation des coûts échoués. Le Groupe est directement concerné puisque sa filiale Dunamenti est partie à un contrat à long terme d'achat d'électricité conclu le 10 octobre 1995 avec MVM, société contrôlée par l'État de Hongrie. Suite à cette décision de la Commission européenne, la Hongrie a adopté une loi résiliant les contrats à long terme d'achat d'électricité à partir du 31 décembre 2008 et prévoyant la récupération des aides d'État afférentes. Dunamenti a donc introduit un recours en annulation contre la décision de la Commission européenne devant le tribunal de l'Union Européenne le 28 avril 2009. La procédure est en cours. La phase écrite de la procédure devant le tribunal

s'est poursuivie au cours de l'année 2010. Les parties ont ainsi déposé leurs mémoires (mémoire en défense de la Commission européenne reçu le 19 octobre 2009, mémoire en réplique de GDF SUEZ le 4 décembre 2009 auquel la Commission a répondu par un mémoire en duplique le 16 février 2010). L'étape suivante sera la procédure orale qui débutera par la fixation de la date de l'audience et les éventuelles questions préparatoires du tribunal.

Parallèlement, des discussions ont eu lieu entre la Hongrie et la Commission européenne quant aux montants des aides d'État à récupérer et au mécanisme de compensation des coûts échoués, ces montants devant être approuvés par la Commission européenne. Le 27 avril 2010, la Commission européenne a rendu une décision permettant à Dunamenti de compenser le montant des aides d'État illicites et les coûts échoués («stranded costs») et, par conséquent, de n'avoir aucune obligation de remboursement de l'aide d'État illicite. En 2015, soit à la date d'échéance initiale du contrat à long terme d'achat d'électricité de Dunamenti, la Hongrie recalculera le montant des coûts échoués, ce qui pourrait donner lieu à ce moment à une éventuelle obligation de remboursement de la part de Dunamenti. (Voir aussi section 26.1.1 «Litiges/Electrabel – État de Hongrie»).

26.2.5 Enquête sur la durée des contrats de fourniture d'électricité en Belgique

La Commission européenne a ouvert en juillet 2007 à l'encontre du Groupe une enquête sur les contrats de fourniture d'électricité conclus avec les clients industriels en Belgique. L'enquête se poursuit et Electrabel, groupe GDF SUEZ, coopère avec les services de la Direction Générale de la Concurrence. Le dernier questionnaire reçu de la Commission européenne date du 31 juillet 2009. Il y a été répondu le 9 novembre 2009.

26.2.6 Enquête dans le secteur de la vente en gros d'électricité en Belgique

L'autorité belge de la concurrence a procédé en septembre 2009 à des perquisitions au sein d'entreprises actives dans le secteur de la vente en gros d'électricité en Belgique, dont Electrabel, groupe GDF SUEZ.

26.2.7 Décroisement capitalistique Compagnie Générale des Eaux/ Lyonnaise des Eaux France

En France, par une décision en date du 11 juillet 2002, le Conseil de la concurrence a considéré que l'existence de sociétés de distribution d'eau paritaires entre la Compagnie Générale des Eaux (filiale de Veolia Environnement) et la Lyonnaise des Eaux France (filiale de Suez Environnement Company) entraînait une situation de position dominante collective. Le Conseil de la concurrence n'a pas assorti sa décision de sanctions à l'encontre des deux sociétés mais a demandé au Ministre de l'Économie d'enjoindre aux deux sociétés de modifier ou de résilier les accords les ayant conduites à associer leurs moyens dans le cadre de leurs filiales communes afin de faire cesser l'entrave à la concurrence. Dans le cadre de l'instruction diligentée par le Ministre de l'Économie, il a été demandé aux deux sociétés de procéder à un décroisement capitalistique de leurs filiales communes. Lyonnaise des Eaux France et Veolia Eau-Compagnie Générale des Eaux se sont conformées à la décision du Ministre et, pour ce faire, ont conclu un accord de principe en date du 19 décembre 2008 en vue de procéder à ce décroisement. La Commission européenne a, le 30 juillet 2009, autorisé le projet de rachat des participations de Lyonnaise des Eaux dans trois filiales communes détenues conjointement avec Lyonnaise des Eaux, par Veolia Eau. Le rachat des six autres filiales communes par Lyonnaise des Eaux a, quant à lui, fait l'objet d'une décision d'autorisation par la Commission européenne le 5 août 2009. L'accord de décembre 2008 a donné lieu à un avenant en date du 3 février 2010 visant au rachat par Lyonnaise des Eaux des participations détenues par Veolia Eau dans deux des trois filiales communes devant initialement être acquises par cette dernière. Une nouvelle demande d'autorisation reflétant les termes de l'avenant a été communiquée à la Commission européenne. La Commission européenne a autorisé l'opération par décision en date du 18 mars 2010. Le décroisement de ces participations est effectif depuis le 23 mars 2010.

26.2.8 Enquête dans le secteur de l'eau et de l'assainissement en France

La Commission européenne a procédé, au cours du mois d'avril 2010, à des inspections dans les locaux de différentes sociétés françaises actives dans le secteur de l'eau et de l'assainissement concernant leur éventuelle participation à des pratiques contraires aux articles 101 et 102 du traité sur le fonctionnement de l'Union Européenne. Des inspections ont ainsi été menées au sein de Suez Environnement Company et de Lyonnaise des Eaux France.

Un déplacement accidentel de scellé apposé sur une porte est survenu dans les locaux de Lyonnaise des Eaux France durant l'inspection.

Le 21 mai 2010, en application du chapitre VI du règlement (CE) n°1/2003, la Commission a décidé d'ouvrir une procédure relative à cet incident à l'encontre de Suez Environnement Company. Dans le cadre de cette procédure, Suez Environnement Company a communiqué à la Commission les éléments relatifs à cet incident. Le 20 octobre 2010, la Commission a adressé une notification de griefs sur ce point à Suez Environnement Company ainsi qu'a Lyonnaise des Eaux France. Suez Environnement Company et Lyonnaise des Eaux France ont répondu à la notification de griefs en date du 8 décembre 2010.

NOTE 27 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

Acquisition du groupe International Power Plc

Description de la transaction

La prise de contrôle du groupe International Power plc (« International Power ») par le Groupe GDF SUEZ, annoncée publiquement le 10 août 2010, est devenue effective le 3 février 2011.

Les principales étapes de ce rapprochement ont été les suivantes :

- 10 août 2010 : Signature par les Conseils d'Administration de GDF SUEZ et International Power d'un protocole d'accord détaillant les principaux termes et conditions de la proposition de rapprochement entre International Power et les activités de GDF SUEZ Énergie International [(1)] (hors Europe) et certains actifs au Royaume Uni et en Turquie (collectivement désignés « GDF SUEZ Énergie International ») ;
- 13 octobre 2010 : Signature par GDF SUEZ, Electrabel et International Power du Traité d'Apport (« Merger Deed ») et des autres principaux accords régissant les relations entre GDF SUEZ et le nouvel ensemble International Power;
- 16 Décembre 2010 : Approbation par l'Assemblée Générale d'International Power du rapprochement avec GDF SUEZ Énergie International ;
- 3 février 2011 : Réalisation de la transaction et prise de contrôle d'International Power suite à la levée des conditions suspensives notamment l'obtention de l'accord de certaines autorités réglementaires ou de la concurrence, certaines réorganisations concernant le périmètre et la structure actionnariale des activités apportées, l'admission à la cote officielle de la UK Listing Authority (UKLA) et aux négociations sur le marché principal du London Stock Exchange des nouvelles actions International Power.

L'acquisition d'International Power a été réalisée via l'apport par GDF SUEZ de GDF SUEZ Énergie & International à International Power en échange de 3 554 347 956 nouvelles actions ordinaires émises par International Power le 3 février 2011.

Dans le cadre de l'apport, GDF SUEZ a, conformément au Traité d'Apport, effectué certaines réorganisations concernant le périmètre et la structure actionnariale des activités apportées et a procédé à des contributions en fonds propres de 5 277 millions d'euros et 1 413 millions de livres sterling (soit 1 670 millions d'euros) au profit d'entités de GDF SUEZ Énergie International. L'augmentation de capital de 1 413 millions de livres sterling est destinée à financer un dividende exceptionnel de 92 pence par action aux anciens actionnaires d'International Power.

A l'issue de cette opération, GDF SUEZ détient environ 70% des droits de vote du groupe International Power.

Ce rapprochement entre International Power et les activités GDF SUEZ Énergie International donne naissance au leader mondial de la production indépendante d'électricité. Il permet à GDF SUEZ d'accélérer son développement industriel et de renforcer la présence internationale du Groupe aux Etats-Unis, au Royaume-Uni et sur les marchés en croissance rapide du Moyen-Orient et d'Asie.

Le groupe International Power sera consolidé par intégration globale dans les états financiers du groupe GDF SUEZ à compter du 3 février 2011.

Le 25 février 2011, International Power a procédé au paiement du dividende exceptionnel de 92 pence par action, soit 1 413 millions de livres sterling (1 670 millions d'euros), aux actionnaires (à l'exclusion des porteurs de nouvelles actions ordinaires) figurant sur le registre des actionnaires d'International Power le 11 février 2011, date d'enregistrement.

Afin de se conformer aux exigences de la Commission Européenne, International Power cédera courant 2011 sa participation dans le projet T-Power en Belgique. Le projet T-Power porte sur la construction et l'exploitation d'une centrale électrique à cycle-combiné gaz de 420 MW.

Juste valeur de la contrepartie transférée

La juste valeur de la contrepartie transférée pour acquérir 70% d'International Power a été évaluée à partir du cours de bourse d'International Power le 3 février 2011, date de réalisation effective du regroupement d'entreprise. La juste valeur transférée s'élève ainsi à 5 147 millions d'euros, elle correspond au produit des 1 077 millions d'actions International Power acquises (soit 70% des actions existantes d'International Power avant la réalisation de la transaction) multipliées par le cours de bourse du 3 février, soit 4,08 GBP par action (à un taux de change GBP/EUR de 1,17).

Informations résumées sur les comptes 2010 d'International Power Plc

Compte tenu de la date d'entrée en vigueur de la transaction et de la taille du groupe International Power, le Groupe ne dispose pas, à la date à laquelle le Groupe a autorisé la publication des états financiers, d'une évaluation initiale de la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris d'International Power. Par conséquent, le Groupe n'est pas en mesure de présenter l'ensemble des informations requises par IFRS 3 concernant les regroupements d'entreprises réalisés postérieurement à la clôture.

Les données financières 2010 d'International Power présentées ci-après ont été retraitées afin de présenter des chiffres déterminés conformément aux principes comptables et principes de présentation du Groupe GDF SUEZ. Il s'agit de données financières avant comptabilisation du regroupement d'entreprises.

En 2010, le chiffre d'affaires et le résultat net part du groupe d'International Power Plc se sont élevés respectivement à 4 442 millions d'euros et 169 millions d'euros.

(1) Les activités Énergie International sont constituées des entités composant les secteurs opérationnels « Division Énergie Amérique du Nord », « Division Énergie Amérique Latine », « Division Énergie Moyen-Orient, Asie et Afrique » décrits dans la Note 3 « Information sectorielle ».

L'état de situation financière résumé du groupe International Power au 31 décembre 2010 est présenté ci-après :

En millions d'euros	
Actifs non courants	
Immobilisations incorporelles nettes	196
Goodwill	836
Immobilisations corporelles nettes	9 077
Autres actifs non courants	3 956
Actifs courants	
Clients et autres débiteurs	988
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 645
Autres actifs courants	672
TOTAL ACTIF	**17 369**
Total capitaux propres	5 831
Passifs non courants	
Dettes financières	7 588
Autres passifs non courants	1 874
Passifs courants	
Dettes financières	503
Fournisseurs et autres créanciers	815
Autres passifs courants	759
TOTAL CAPITAUX PROPRES ET PASSIF	**17 369**

NOTE 28 LISTE DES PRINCIPALES SOCIÉTÉS CONSOLIDÉES AU 31 DÉCEMBRE 2010

La liste des entités ci-après est donnée à titre indicatif et n'inclut que les principales sociétés du périmètre de consolidation de GDF SUEZ.

Les sigles ci-suivants sont utilisés pour présenter la méthode d'intégration de chaque entité :

- IG : Intégration Globale (filiale) ;
- IP : Intégration Proportionnelle (co-entreprise) ;
- ME : Mise en Équivalence (entreprise associée) ;
- NC : Non Consolidée.

Les entités marquées d'une étoile (*) font partie de l'entité juridique GDF SUEZ SA.

		% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
Noms	Adresse du siège social	Déc. 2010	Déc. 2009	Déc. 2010	Déc. 2009	Déc. 2010	Déc. 2009
Énergie France (BEF)							
COMPAGNIE NATIONALE DU Rhône (CNR)	2, rue André Bonin 69004 Lyon - France	49,9	49,9	49,9	49,9	IG	IG
GDF SUEZ SA - DIRECTION ÉLECTRICITÉ*	1 place Samuel de Champlain 92930 Paris La Défense	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ SA - DIRECTION COMMERCIALE*	1 place Samuel de Champlain 92930 Paris La Défense	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
SAVELYS	5, rue François 1er 75418 Paris - France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG

		% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
Noms	Adresse du siège social	Déc. 2010	Déc. 2009	Déc. 2010	Déc. 2009	Déc. 2010	Déc. 2009
Énergie Benelux et Allemagne (BEEI)							
ELECTRABEL NEDERLAND NV	Dr. Stolteweg 92, 8025 AZ Zwolle - Pays-Bas	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
ENERGIE SAARLORLUX Gmbh	Richard Wagner Strasse 14 – 16, 66111 Saarbrücken - Allemagne	51,0	51,0	51,0	51,0	IG	IG
ELECTRABEL	Boulevard du Regent, 8 - 1000 Bruxelles – Belgique	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
ELECTRABEL CUSTOMER SOLUTIONS	Boulevard du Regent, 8 - 1000 Bruxelles – Belgique	95,8	95,8	95,8	95,8	IG	IG
SYNATOM	Avenue Ariane 7 - 1200 Bruxelles	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG

		% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
Noms	Adresse du siège social	Déc. 2010	Déc. 2009	Déc. 2010	Déc. 2009	Déc. 2010	Déc. 2009
Énergie Europe (BEEI)							
DUNAMENTI	Erömü ut 2, 2442 Szazhalombatta - Hongrie	74,8	74,8	74,8	74,8	IG	IG
GDF SUEZ ENERGIA POLSKA SA	Zawada 26, 28-230 Polaniec - Pologne	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
ROSIGNANO ENERGIA SPA	Via Piave N° 6 Rosignano Maritimo - Italie	99,5	99,5	99,5	99,5	IG	IG
Groupe ACEA Electrabel [a]	Piazzale Ostiense, 2, 00100 Roma - Italie	40,6	40,6	40,6	40,6	IP	IP
TIRRENO POWER SPA	47, Via Barberini, 00187 Roma - Italie	35,0	35,0	35,0	35,0	IP	IP
SC GDF SUEZ Energy România SA	Bld Marasesti, 4-6, sector 4 Bucarest - Roumanie	51,0	40,8	51,0	40,8	IG	IG
EGAZ DEGAZ Zrt	Pulcz u. 44 - H 6724 - SZEGED - Hongrie	99,9	99,7	99,9	99,7	IG	IG
SLOVENSKY PLYNARENSKY PRIEMYSEL (SPP)	Mlynské Nivy 44/a - 825 11 Bratislava - Slovaquie	24,5	24,5	24,5	24,5	IP	IP
AES ENERGIA CARTAGENA S.R.L.	Ctra Nacional 343, P.K. 10 El Fangal, Valle de Escombreras 30350 Cartagena - Espagne	26,0	26,0	26,0	26,0	IG	IG
GDF SUEZ ENERGY UK LTD	1 City Walk - LS11 9DX - Leeds Royaume-Uni	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ ENERGIA ITALIA SPA	Via Orazio, 31I - 00193 Roma	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
VENDITE - ITALCOGIM ENERGIE SPA	Via Spadolini, 7 20141 Milano - Italie	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG

[a] *Pourcentage de détention dans la holding ACEA/ELECTRABEL.*

		% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
Noms	Adresse du siège social	Déc. 2010	Déc. 2009	Déc. 2010	Déc. 2009	Déc. 2010	Déc. 2009
Énergie Amérique du Nord (BEEI)							
Groupe GDF SUEZ ENERGY GENERATION NORTH AMERICA	1990 Post Oak Boulevard, Suite 1900 Houston, TX 77056-4499 États-Unis	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
Groupe SUEZ LNG NORTH AMERICA	One Liberty Square, Boston, MA 02109 - États-Unis	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
Groupe GDF SUEZ ENERGY MARKETING NORTH AMERICA	1990 Post Oak Boulevard, Suite 1900 Houston, TX 77056-4499 États-Unis	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
Groupe GDF SUEZ ENERGY RESOURCES NORTH AMERICA	1990 Post Oak Boulevard, Suite 1900 Houston, TX 77056-4499 États-Unis	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG

NOTE 28 LISTE DES PRINCIPALES SOCIÉTÉS CONSOLIDÉES AU 31 DÉCEMBRE 2010

		% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
Noms	Adresse du siège social	Déc. 2010	Déc. 2009	Déc. 2010	Déc. 2009	Déc. 2010	Déc. 2009
Énergie Amérique Latine (BEEI)							
Au Chili, regroupement des actifs électriques et de transport de gaz détenus par GDF SUEZ et Codelco au sein de leur filiale Edelnor. A partir du 29 janvier 2010, Edelnor et ses filiales sont intégrés globalement dans les comptes consolidés du groupe (voir Note 2.1.2). Au Brésil, le Groupe détient 50,1% des droits de vote de Energia Sustentavel do Brasil (EBSR), société créée dans le but de développer le projet JIRAU. L'examen des conventions a montré que de nombreuses décisions de gestion structurantes sont soumises à une majorité à 75%, élément constitutif d'une situation de contrôle conjoint. En conséquence, et bien que le Groupe détienne plus de 50% des droits de vote, il a été décidé de consolider Energia Sustentavel do Brasil en intégration proportionnelle								
E-CL SA	Jr. César López Rojas # 201 Urb. Maranga San Miguel - Chili	52,4	27,4	52,4	27,4	IG	IP
Groupe TRACTEBEL ENERGIA	Rua Antônio Dib Mussi, 366 Centro, 88015-110 Florianopolis, Santa Catarina - Brésil	68,7	68,7	68,7	68,7	IG	IG
ENERSUR	Av. República de Panamá 3490, San Isidro, Lima 27, Peru	61,7	61,7	61,7	61,7	IG	IG
ENERGIA SUSTENTAVEL DO BRASIL S.A.	Avenida Almirante Barroso, n° 52, sala 2802, CEP 20031-000 Rio de Janeiro, Brésil	50,1	50,1	50,1	50,1	IP	IP

		% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
Noms	Adresse du siège social	Déc. 2010	Déc. 2009	Déc. 2010	Déc. 2009	Déc. 2010	Déc. 2009
Énergie Moyen Orient Asie Afrique (BEEI)							
GLOW ENERGY PUBLIC CO. LTD.	195 Empire Tower, 38th Floor - Park Wing, South Sathorn Road, Yannawa, Sathorn, Bangkok 10120, Thailande	69,1	69,1	69,1	69,1	IG	IG
BAYMINA ENERJI A.S.	Ankara Dogal Gaz Santrali, Ankara Eskisehir Yolu 40.Km, Maliöy Mevkii, 06900 Polatki/ Ankara - Turquie	95,0	95,0	95,0	95,0	IG	IG
Groupe SENOKO POWER LIMITED	111 Somerset Road - #05-06, Tripleone Somerset Building - 238164 Singapore	30,0	30,0	30,0	30,0	IP	IP

		% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
Noms	Adresse du siège social	Déc. 2010	Déc. 2009	Déc. 2010	Déc. 2009	Déc. 2010	Déc. 2009
Global Gaz et GNL (B3G)							
E.F. OIL AND GAS LIMITED	33 Cavendish Square W1G OPW - Londres Royaume-Uni	22,5	22,5	22,5	22,5	IP	IP
GDF SUEZ E&P UK LTD	60, Gray Inn Road Londres WC1X 8LU Royaume- Uni	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ E&P NORGE AS	Forusbeen 78 - Postboks 242 4066 Stavanger - Norvège	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF E &P NEDERLAND B.V.	Einsteinlaan 10 - 2719 EP Zoetermeer - Pays Bas	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ E&P DEUTSCHLAND GBMH	Waldstrasse 39 49808 Linden - Allemagne	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ SA - B3G	1 place Samuel de Champlain 92930 Paris La Défense	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF INTERNATIONAL TRADING	1 place Samuel de Champlain 92930 Paris La Défense	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GAZ DE FRANCE ENERGY DEUTSCHLAND GmbH	Friedrichstrasse 60 10117 Berlin - Allemagne	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ GAS SUPPLY & SALES NEDERLAND B.V.	Einsteinlaan 10 - 2719 EP Zoetermeer - Pays Bas	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GASELYS	1 place Samuel de Champlain 92930 Paris La Défense	100,0	51,0	100,0	51,0	IG	IG

NOTE 28 LISTE DES PRINCIPALES SOCIÉTÉS CONSOLIDÉES AU 31 DÉCEMBRE 2010

		% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
Noms	Adresse du siège social	Déc. 2010	Déc. 2009	Déc. 2010	Déc. 2009	Déc. 2010	Déc. 2009
Infrastructures							
Dans le cadre de la modification du contexte légal et de la Loi gaz stipulant que les fournisseurs ou leurs entreprises liées ne peuvent détenir plus de 24,99% du capital ou des actions assorties d'un droit de vote d'un gestionnaire d'une infrastructure de transport, GDF SUEZ et Publigaz ont conclu, en mars 2010, un accord portant sur la cession de la totalité de la participation détenue par le Groupe dans Fluxys (38,5%). La transaction a été réalisée le 5 mai 2010 (voir Note 2.1.5).							
GROUPE FLUXYS	Avenue des Arts, 31 1040 Bruxelles – Belgique	0,0	38,5	0,0	38,5	NC	ME
STORENGY	Immeuble Djinn 12 rue Raoul Nordling 92270 Bois Colombes	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
ELENGY	Immeuble EOLE 11 avenue Michel Ricard 92270 Bois Colombes	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GRDF	6 rue Condorcet 75009 Paris	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GRTGAZ	Immeuble BORA 6 rue Raoul Nordling 92270 Bois Colombes	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG

		% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
Noms	Adresse du siège social	Déc. 2010	Déc. 2009	Déc. 2010	Déc. 2009	Déc. 2010	Déc. 2009
Services à l'énergie (BSE)							
COFELY	1, place des degrés 92059 Paris La Défense Cedex France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
AXIMA France	46, Boulevard de la Prairie du Duc - 44000 Nantes - France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
COFELY AG	Thurgauerstrasse 56 - Postfach 8050 Zürich	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
CPCU	185, Rue de Bercy, 75012 Paris - France	64,4	64,4	64,4	64,4	IG	IG
FABRICOM SA	254, Rue de Gatti de Gamond 1180 Bruxelles - Belgique	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
ENDEL	1, place des degrés 92059 Paris La Défense Cedex France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
COFELY NEDERLAND NV	Kosterijland 50 - 3981 AJ Bunnik	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
INEO	1, place des degrés 92059 Paris La Défense Cedex France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG

		% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
Noms	Adresse du siège social	Déc. 2010	Déc. 2009	Déc. 2010	Déc. 2009	Déc. 2010	Déc. 2009
SUEZ Environnement							
GDF-SUEZ détient 35% de Suez Environnement Company et en conserve le contrôle exclusif au travers d'un pacte d'actionnaires. Par conséquent Suez Environnement Company est consolidée en intégration globale. Finalisation le 8 juin 2010 du processus de prise de contrôle par SUEZ Environnement des activités eau et environnement d'Aguas de Barcelona (Agbar). Depuis le 1er juin Agbar est intégrée globalement.							
SUEZ ENVIRONNEMENT	Tour CB21 - 16 place de l'Iris, 92040 Paris La Défense Cedex France	35,6	35,4	35,6	35,4	IG	IG
Groupe LYONNAISE DES EAUX France	Tour CB21 - 16 place de l'Iris, 92040 Paris La Défense Cedex France	35,6	35,4	100,0	100,0	IG	IG
Groupe DEGREMONT	183, avenue du 18 juin 1940 92500 Rueil Malmaison France	35,6	35,4	100,0	100,0	IG	IG
HISUSA	Torre Agbar, Avenida Diagonal 211, 08018 Barcelona - Espagne	23,9	18,1	67,1	51,0	IG	IP
Groupe AGBAR	Torre Agbar, Avenida Diagonal 211, 08018 Barcelona - Espagne	26,7	16,3	99,0	51,0	IG	IP
Groupe SITA HOLDINGS UK LTD	Grenfell road, Maidenhead, Berkshire SL6 1ES, Royaume-Uni	35,6	35,4	100,0	100,0	IG	IG
Groupe SITA DEUTSCHLAND GmbH	Industriestrasse 161 D- 50999, Köln, Allemagne	35,6	35,4	100,0	100,0	IG	IG
Groupe SITA NEDERLAND BV	Mr. E.N. van Kleffensstraat 6, Postbis 7009, NL - 6801 HA Amhem, Pays-Bas	35,6	35,4	100,0	100,0	IG	IG
Groupe SITA France	Tour CB21 - 16 place de l'Iris, 92040 Paris La Défense Cedex France	35,5	35,4	99,9	99,9	IG	IG
LYDEC	20, boulevard Rachidi, Casablanca – Maroc	18,1	18,1	51,0	51,0	IG	IG
Groupe UNITED WATER	200 Old Hook Road, Harrington Park New Jersey - États-Unis	35,6	35,4	100,0	100,0	IG	IG

NOTE 28 LISTE DES PRINCIPALES SOCIÉTÉS CONSOLIDÉES AU 31 DÉCEMBRE 2010

		% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
Noms	Adresse du siège social	Déc. 2010	Déc. 2009	Déc. 2010	Déc. 2009	Déc. 2010	Déc. 2009
Autres							
GDF SUEZ SA	1 place Samuel de Champlain - 92930 Paris La Défense	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ BELGIUM	Place du Trône, 1 - 1000 Bruxelles - Belgique	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GIE - GDF SUEZ ALLIANCE	1 place Samuel de Champlain - 92930 Paris La Défense	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ FINANCE SA	1 place Samuel de Champlain - 92930 Paris La Défense	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ CC	Place du trône, 1 - 1000 Bruxelles - Belgique	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GENFINA	Place du trône, 1 - 1000 Bruxelles - Belgique	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG

NOTE 29 HONORAIRES DES COMMISSAIRES AUX COMPTES ET MEMBRES DE LEURS RÉSEAUX

Les cabinets Deloitte, Ernst & Young, et Mazars agissent en tant que commissaires aux comptes du groupe GDF SUEZ. Les informations sur les honoraires des commissaires aux comptes et les membres de leurs réseaux sont présentées conformément au décret 2008-1487.

29.1 Honoraires des commissaires aux comptes et des membres de leurs réseaux pris en charge par le Groupe au titre de l'exercice 2010

	Ernst & Young		Deloitte		Mazars	
En millions d'euros	Montant	%	Montant	%	Montant	%
Audit						
Commissariat aux comptes, Certification, examen des comptes individuels et consolidés						
• GDF SUEZ SA	3,0	14,5%	5,1	24,3%	1,6	20,8%
• Filiales intégrées globalement et proportionnellement	14,3	69,8%	13,6	65,1%	5,3	67,5%
Commissariat aux comptes, Certification, Autres diligences et prestations directement liées à la mission du commissariat aux comptes [1]						
• GDF SUEZ SA	0,4	2,0%	0,0	0,0%	0,2	2,1%
• Filiales intégrées globalement et proportionnellement	2,1	10,3%	1,5	7,0%	0,7	9,1%
SOUS-TOTAL	**19,8**	**96,6%**	**20,1**	**96,4%**	**7,8**	**99,4%**
Autres prestations						
• Fiscal	0,6	3,1%	0,5	2,6%	0,0	0,4%
• Autres	0,1	0,3%	0,2	1,0%	0,0	0,2%
SOUS-TOTAL	**0,7**	**3,4%**	**0,7**	**3,6%**	**0,0**	**0,6%**
TOTAL [2]	**20,5**	**100%**	**20,9**	**100%**	**7,8**	**100%**

(1) Les montants relatifs aux missions spécifiques d'audit liées à la prise de contrôle d'International Power s'élèvent à 3,7 millions d'euros pour Deloitte.
(2) Les montants relatifs aux entités intégrées proportionnellement et dont l'essentiel a trait à des missions de Commissariat aux Comptes s'élèvent à 0,18 million d'euros pour Deloitte, 0,38 million d'euros pour Ernst & Young et 0,07 million d'euros pour Mazars.

Le montant des honoraires de commissariat aux comptes versés à des cabinets ne faisant pas partie du collège du Groupe s'élève à 3,6 millions d'euros.

29.2 Honoraires des commissaires aux comptes et des membres de leurs réseaux pris en charge par le Groupe au titre de l'exercice 2009

	Ernst & Young		Deloitte		Mazars	
En millions d'euros	Montant	%	Montant	%	Montant	%
Audit						
Commissariat aux comptes, Certification, examen des comptes individuels et consolidés						
• GDF SUEZ SA	2,3	12,3%	1,6	8,8%	1,8	24,5%
• Filiales intégrées globalement et proportionnellement	13,8	74,4%	13,7	75,0%	4,9	68,1%
Commissariat aux comptes, Certification, Autres diligences et prestations directement liées à la mission du commissariat aux comptes						
• GDF SUEZ SA	0,4	2,0%	0,5	2,8%	0,1	1,4%
• Filiales intégrées globalement et proportionnellement	1,2	6,6%	2,0	10,8%	0,3	4,4%
SOUS-TOTAL	**17,7**	**95,3%**	**17,8**	**97,4%**	**7,0**	**98,3%**
Autres prestations						
• Fiscal	0,8	4,2%	0,4	2,4%	0,1	1,1%
• Autres	0,1	0,5%	0,0	0,2%	0,0	0,6%
SOUS-TOTAL	**0,9**	**4,7%**	**0,5**	**2,6%**	**0,1**	**1,7%**
TOTAL [1]	**18,6**	**100%**	**18,2**	**100%**	**7,2**	**100%**

(1) les montants relatifs aux entités intégrées proportionnellement et dont l'essentiel a trait à des missions de Commissariat aux Comptes s'élèvent à 1,7 million d'euros pour Deloitte, 0,6 million d'euros pour Ernst & Young et 0,2 million d'euros pour Mazars.

Le montant des honoraires de commissariat aux comptes versés à des cabinets ne faisant pas partie du collège du Groupe s'élève à 3,7 millions d'euros.

Nos valeurs

exigence
engagement
audace
cohésion

GDF SUEZ

Société anonyme au capital de 2 249 175 953 euros
Siège social : 1 et 2, place Samuel de Champlain – Faubourg de l'Arche
92930 Paris La Défense cedex - France
Tél. : +33 (0)1 57 04 00 00
SIREN 542 107 651 RCS PARIS
TVA FR 13 542 107 651

gdfsuez.com

Labrador +33 (0)1 53 06 30 80