

Suez



COMPTES CONSOLIDES

07

COMPTES CONSOLIDES AU 31 DECEMBRE 2007

I - RAPPORT D'ACTIVITE

II - ETATS FINANCIERS

III - NOTES AUX COMPTES

I - RAPPORT D'ACTIVITE

RAPPORT D'ACTIVITE¹

L'exercice 2007 est marqué par la poursuite de la croissance des performances du Groupe et par l'atteinte de niveaux de résultat historiques. La hausse du résultat brut d'exploitation (+12,4%) et du résultat opérationnel courant (+15,1%) est en ligne avec les objectifs de performance opérationnelle que s'était fixé le Groupe pour l'année 2007, tandis que la croissance organique de ces indicateurs s'établit à respectivement +9,8% et +10,5%, supérieure à celle du chiffre d'affaires (6,2%).

Le résultat net part du Groupe s'établit à 3,9 milliards d'euros, en hausse de 8,8% par rapport à 2006 (3,6 milliards d'euros) en dépit de moindres cessions.

La marge brute d'autofinancement avant charges financières et impôt est en progression de 13,8%. Les investissements réalisés en 2007, en hausse de près de 60%, s'élèvent à 6 milliards d'euros et s'inscrivent dans le cadre du plan 2007-2009. Après paiement de près de 2 milliards d'euros de dividendes et 1,1 milliard d'euros consacrés au programme de rachat d'actions, l'endettement financier net à fin décembre 2007 s'établit en conséquence à 13,1 milliards d'euros, contre 10,4 milliards d'euros à fin 2006, et représente 52,7% des capitaux propres (46,3% au 31 décembre 2006). Considérant les performances réalisées et les perspectives du Groupe, le Conseil d'Administration a décidé la distribution en 2008 d'un dividende de 1,36 € par action (+13,3 % par rapport à 2007), représentant près de 56% du résultat net récurrent part du Groupe².

1. EVOLUTION DE L'ACTIVITE ET DU RESULTAT DES OPERATIONS

(En millions d'euros)	2007	2006	Variation brute en %
Chiffre d'affaires	47 475	44 289	7,2%
Résultat brut d'exploitation	7 965	7 083	12,4%
Résultat opérationnel courant	5 175	4 497	15,1%
Résultat des activités opérationnelles	5 408	5 368	0,8%

Le Groupe a connu en 2007 une croissance soutenue de son activité, le chiffre d'affaires augmentant de 3 186 millions d'euros pour s'établir à 47 475 millions d'euros, soit une progression de 7,2%.

Cette croissance du chiffre d'affaires résulte des éléments suivants :

- une croissance organique de 2 686 millions d'euros,
- les effets positifs de la hausse du prix du gaz (+118 millions d'euros)
- des effets de périmètre positifs pour 812 millions d'euros, dont
 - ✓ des effets d'entrées (+1 778 millions d'euros), notamment chez SEE pour +978 millions d'euros (intégration globale de la CNR +660 millions d'euros, acquisition de Rendo et Cogas aux Pays-Bas +314 millions d'euros), SEI pour +111 millions d'euros (acquisition au Panama), SES pour +177 millions d'euros (acquisition de Crespo y Blasco en Espagne, Snohvit), SE pour +513 millions d'euros (acquisition dans la Propreté, notamment en Grande Bretagne et en France) ;
 - ✓ des effets de sorties (-966 millions d'euros), dont SEE pour -239 millions d'euros (déconsolidation au 1er juillet 2006 de l'opérateur de réseau Bruxelles, intégration proportionnelle de AlpEnergia à compter d'août 2006), SEI pour -258 millions d'euros (cession d'Hanjin City Gas en mai 2006), SES pour -74 millions d'euros, SE pour -395 millions d'euros (sortie du Brésil et de l'Argentine) ;
- des effets de change (-430 millions d'euros) principalement dus au dollar américain .

¹ Toutes les données sont établies sur base des comptes en normes IFRS sauf indication contraire

² Résultat net récurrent part du Groupe = résultat net part du Groupe corrigé (i) des plus values, (ii) de l'effet de l'application d'IAS32-39 sur le résultat des activités ordinaires, ainsi que (iii) d'éventuels autres éléments majeurs non récurrents.

La croissance organique, qui s'établit à +6,2% par rapport à l'exercice 2006 (+7% hors effet climatique³), provient de :

- la progression des ventes d'électricité en Europe et à l'International en volume et en valeur,
- l'activité soutenue du GNL,
- les activités d'installation et de services à l'énergie qui poursuivent leur développement en France et en Belgique,
- le maintien de taux de croissance organique élevés dans l'Eau et la Propreté en Europe,
- la croissance à deux chiffres des métiers de l'Environnement en Chine, Australie et Amérique du Nord.

Chacune des branches contribue de manière significative à la croissance organique :

- SUEZ Energie Europe (+5,8% ; +916 millions d'euros) bénéficie de l'essor des ventes, notamment en France et en Allemagne, dans un contexte de hausse des prix de l'électricité sur l'ensemble de l'Europe.
- SUEZ Energie International (+11,2% ; +654 millions d'euros) profite du dynamisme commercial de toutes ses zones de développement, notamment sur le continent américain et au Moyen-Orient, dans un contexte de forte croissance de la demande d'énergie et de hausse des prix.
- SUEZ Energie Services (+5,3% ; +559 millions d'euros) enregistre notamment un fort développement en France dans les activités d'installation et de maintenance (+7,7%, soit +241 millions d'euros), des performances élevées dans les services en Belgique et progresse rapidement en Angleterre et en Espagne.
- SUEZ Environnement (+5,1% ; +557 millions d'euros) affiche une croissance organique portée par la Propreté en France (+4,1% ; +101 millions d'euros) et au Royaume-Uni (+11,6 % ; +102 millions d'euros), par l'Eau France (+3,1 % ; +63 millions d'euros) et par Agbar (+8,2 % ; +127 millions d'euros), ainsi que par l'International (+4,5 % ; +111 millions d'euros), notamment en Chine (+28 %).

Le résultat brut d'exploitation (RBE) progresse de +12,4% pour s'établir à 7 965 millions d'euros. Hors effet de périmètre et de change, sa croissance s'établit à +9,8%. Les variations de périmètre ont un impact positif de 279 millions d'euros, et concernent principalement les activités de SUEZ Energie Europe (+195 millions d'euros, résultant pour l'essentiel du passage en intégration globale de la CNR au 31 décembre 2006) et de SUEZ Energie Services (+105 millions d'euros). Les impacts de change défavorables (-74 millions d'euros) sont principalement dus au dollar américain.

La croissance organique du résultat brut d'exploitation résulte principalement de la poursuite du redressement de Suez Energie Services (+104 millions d'euros, soit +17,7 %), de la bonne tenue des activités de Suez Energie International (+190 millions d'euros, soit +13 %, notamment au Brésil, au Chili et au Pérou), et de la progression de Suez Environnement (+126 millions d'euros, soit +6,6 %, portée par les activités d'Eau et de Propreté en Europe, ainsi qu'aux Etats-Unis). Au sein de Suez Energy Europe (+308 millions d'euros, soit +10,1%), l'activité électrique bénéficie d'un mix de production favorable compte tenu de l'évolution des prix des énergies et des effets liés aux modalités de contractualisation de ses ventes sur 3 ans ainsi que de la plus value réalisée par les Intercommunales sur la cession de l'activité TVD Wallonie. L'amélioration des marges opérationnelles de l'activité gazière est plus que compensée par la non reconduction d'éléments favorables qui avaient bénéficié à l'exercice 2006. .

La croissance du résultat opérationnel courant (ROC) (+15,1% en brut et +10,5% en organique) résulte pour l'essentiel des éléments opérationnels ayant un impact sur le RBE. Cette croissance est partiellement compensée par l'augmentation des dotations nettes aux amortissements et provisions et par l'augmentation de la charge de stock options..

³ Estimation de l'effet de l'écart de températures d'année à année

Le résultat des activités opérationnelles (RAO) s'établit à 5 408 millions d'euros, en légère croissance (+0,8 %) par rapport à l'exercice précédent, en dépit de la diminution des résultats de cessions d'actifs (-754 millions d'euros). Ceux-ci ont été ramenés à 339 millions d'euros en 2007 et intègrent notamment l'effet des cessions partielles des Intercommunales bruxelloises et wallonnes chez Electrabel, de la cession de Applus chez Agbar, et de diverses participations cotées non stratégiques. Pour mémoire, les plus values de cession de l'exercice 2006 comprenaient principalement les cessions de parts de sociétés intercommunales en Flandre chez SUEZ Energie Europe, de Colbùn et de Hanjin City Gas chez SUEZ Energie International, de Reva chez SUEZ Energie Services, et des participations résiduelles dans M6 et 9Cegetel.

La variation de juste valeur des instruments financiers sur matières premières comptabilisée en application de l'IAS 32/39 a un impact positif de 68 millions d'euros, contre 17 millions d'euros sur l'exercice 2006.

Le RAO est par ailleurs également impacté par la prise en compte de dépréciations d'actifs pour 132 millions d'euros (150 millions d'euros en 2006), portant notamment sur des actifs corporels aux Etats-Unis, et de charges de restructuration de 43 millions d'euros.

2. EVOLUTION DES METIERS DU GROUPE

2.1. Electricité & Gaz

2.1.1. Chiffres clés

(En millions d'euros)	2007			2006			Variation brute en %
	SEE	SEI	Total	SEE	SEI	Total	
Chiffre d'affaires	17 610	6 577	24 187	15 971	6 242	22 213	8,9%
Résultat brut d'exploitation (a)	3 574	1 666	5 240	3 060	1 566	4 626	13,3%
Dotations aux amortissements et aux provisions (b)	(518)	(337)	(855)	(553)	(322)	(875)	
Stock options (c)	(10)	(6)	(16)	(5)	(3)	(8)	
Résultat des entreprises associées (d)	399	19	418	326	18	344	
Résultat financier non lié à l'endettement net (e)	25	100	125	35	124	159	
Résultat opérationnel courant = a + b + c - d - e	2 622	1 204	3 826	2 141	1 099	3 240	18,1%
Résultat activités opérationnelles	2 801	1 079	3 880	2 509	1 110	3 619	7,2%

2.1.2. **Les activités de SUEZ Energie Europe** sont en croissance brute de + 10,3 % (+ 1 639 millions d'euros) au 31 décembre 2007. Sur base comparable et notamment hors effet prix du gaz, le chiffre d'affaires est en croissance organique de + 5,8 %.

- **Electricité**

Les volumes d'électricité vendus s'élèvent à 167,5 TWh soit 11,4 milliards d'euros à fin décembre 2007 en croissance organique de + 12,0 %. L'augmentation des ventes d'électricité résulte à la fois de la dynamique des prix en Europe observée depuis mi 2005 et de la progression des volumes :

- ✓ **En Belgique**, l'évolution globale du chiffre d'affaires reflète l'augmentation des prix du marché de l'électricité, eux-mêmes fortement influencés par la hausse des prix des combustibles fossiles, sachant que les prix de vente aux clients résidentiels n'ont pas été revus. Les volumes vendus sont en léger recul (- 1,1 TWh soit - 1,5 % à 72,3 TWh) sous l'effet de la douceur climatique du début d'année 2007, de l'ouverture complète des marchés résidentiels et de la baisse des ventes wholesales.
- ✓ **Aux Pays-Bas**, le chiffre d'affaires affiche une progression brute de + 10,6 % sous le triple effet de l'entrée de Rendo et Cogas dans le périmètre de consolidation intervenue en octobre 2006, de l'évolution des prix des énergies et de celle du profil des ventes sur ce marché.
- ✓ **Les volumes d'électricité vendus hors Benelux** sont en progression brute de + 21,1 % et représentent désormais 41 % des ventes d'électricité en Europe. La croissance du chiffre d'affaires bénéficie de l'intégration globale de la Compagnie Nationale du Rhône et des mises en service d'actifs de production en Espagne courant 2006 ainsi qu'en Italie et au Portugal en 2007. Des succès commerciaux sont enregistrés notamment en Allemagne, tandis que les évolutions des modèles contractuels en Europe Centrale profitent d'un environnement de prix favorable.

- **Gaz**

La baisse des volumes de gaz vendus par Electrabel (- 6,8 %) est largement attribuable à l'impact des conditions climatiques de début d'année 2007 sur ses ventes aux clients résidentiels au Benelux. Hors effet climatique, la croissance organique est positive à + 3,4 % suite à d'importants succès commerciaux enregistrés aux Pays-Bas.

Egalement sensible au facteur climatique, Distrigaz est en décroissance organique (- 97 millions d'euros, soit - 4,1 %) en raison de la diminution des volumes vendus en Belgique et de moindres opportunités d'arbitrage. Hors Belgique, Distrigaz poursuit avec succès sa stratégie de croissance sur le segment des clients industriels, particulièrement marquée aux Pays-Bas et en Allemagne. L'activité GNL est en croissance avec la vente de 4 cargaisons au 31 décembre 2007.

Autres activités : la baisse du chiffre d'affaires constatée au niveau des autres activités (- 136 millions d'euros) résulte principalement de sorties de périmètre dans l'activité Services.

Le résultat brut d'exploitation présente une croissance brute de +16.7% (soit +512 millions d'euros) à 3.574 millions d'euros. Elle bénéficie de l'intégration globale de la CNR à dater du 31 décembre 2006, mais également de la croissance organique d'ensemble de SEE qui s'établit à 10,1%.

L'activité électrique a bénéficié de la conjonction de plusieurs facteurs favorables sur 2007. La production d'origine nucléaire et hydraulique est en hausse sensible (+2,6 TWh), la relative sécheresse du premier semestre 2006 ayant pesé tant sur les conditions d'exploitation de certaines tranches nucléaires que sur les niveaux d'hydraulicité en France. Les conditions de marché bénéficient par ailleurs à l'activité électrique : l'effondrement du prix des quotas CO₂ applicables pour la période 2005-2007 et la détente du prix des combustibles primaires en cours d'année ont agi favorablement sur le coût de production d'origine fossile, néanmoins dans des proportions limitées par la volatilité des marchés observée en fin d'année notamment sur le charbon.

Les prix de vente électriques connaissant des mécanismes de formation différenciés selon les segments de vente, la répercussion du prix de marché dans le prix moyen s'opère de façon progressive. Grâce à une politique de couverture qui s'étend sur un horizon glissant de 3 ans, Electrabel est en mesure de s'immuniser contre les aléas conjoncturels qui affectent les marchés des énergies. A l'inverse, compte tenu de l'effet inertiel induit par la politique de couverture, Electrabel bénéficie aujourd'hui encore de la hausse structurelle des prix des énergies qui s'est produite en 2005-2006.

Le RBE bénéficie enfin de mises en service intervenues au cours des 24 derniers mois et concentrées en Europe du Sud-Ouest : en Espagne (centrale de CASTELNOU pour 800 MW) et en Italie (centrale de ROSELECTRA pour 380 MW, LEINI pour 380 MW et VADO LIGURE 5 pour 390 MW). Cette évolution favorable est cependant bridée par des interventions réglementaires préjudiciables en Hongrie, France, Espagne et Italie.

En dépit d'une progression de ses performances opérationnelles, le RBE de Distrigaz enregistre une légère décroissance (-17 millions d'euros, soit -3,8%), l'exercice 2006 ayant été marqué par des éléments favorables non reconduits en 2007.

Le résultat opérationnel courant de SUEZ Energie Europe s'établit à 2 622 millions d'euros, en croissance organique de 12,2% soit +261 millions d'euros. Sa dynamique opérationnelle repose sur les facteurs explicatifs du RBE et bénéficie par ailleurs de deux reprises de provisions, l'une consécutive à la révision des modalités de constitution de la provision pour aval du cycle nucléaire en Belgique suivant la décision du Comité de Suivi de mars 2007 et l'autre chez Distrigaz.

2.1.3. **Les ventes de SUEZ Energie International** progressent de + 11,2 % (soit + 654 millions d'euros) en croissance organique. Cette augmentation est le fruit du dynamisme commercial sur toutes ses zones de développement, dans un contexte de forte croissance de la demande d'énergie et de hausse des prix. Les effets de périmètre (- 147 millions d'euros) et de change (- 353 millions d'euros) pèsent sur la croissance brute qui atteint toutefois + 5,4 %. Plus précisément, la croissance organique de l'activité provient de :

- **l'Amérique du Nord** (+ 247 millions d'euros), principalement grâce aux succès commerciaux de SERNA (SUEZ Energy Resources North America, fournisseur d'électricité aux consommateurs commerciaux et industriels aux Etats-Unis) ainsi qu'au progrès de l'activité des centrales « merchants » reflétant à la fois une production et des prix plus élevés.
- **l'Asie/Moyen-Orient** (+ 96 millions d'euros) grâce au développement du Groupe dans les pays du Golfe (+ 72 millions d'euros) et à l'accroissement des ventes en Thaïlande (+ 11 millions d'euros) et en Turquie (+ 14 millions d'euros).
- **l'Amérique latine** (+ 257 millions d'euros), où l'accroissement des ventes d'électricité au Brésil (+ 129 millions d'euros), au Pérou (+ 57 millions d'euros) et au Chili (+ 65 millions d'euros) s'explique tant par l'augmentation des prix que par celle des volumes vendus.
- **l'activité Gaz Naturel Liquéfié** (+ 54 millions d'euros), avec la poursuite de l'activité d'optimisation à partir de Londres.

Le résultat opérationnel courant de SUEZ Energie International s'élève à 1 204 millions d'euros, soit une croissance brute de 9,5% après 52 millions d'euros d'effets négatifs de change (USD essentiellement) et de périmètre (sorties courant 2006 de Hanjin et Colbun). La croissance organique s'établit à 15,0% (soit +157 millions d'euros) et tient principalement à la forte amélioration du **résultat brut d'exploitation** qui, hors effets négatifs de change et de périmètre (pour un total de -90 millions d'euros), affiche une croissance soutenue de +13,0% :

- L'Amérique Latine est le premier contributeur à cette croissance (+20,1%) grâce à la progression des activités « Electricité » au Brésil (+16,8%) notamment avec le développement des ventes à l'export sur l'été 2007 et une augmentation des prix, au Pérou (+42,4%) avec notamment la mise en service de la centrale « OCP1 » en Décembre 2006 (174 MW) et « OCP2 » en juillet 2007 (174 MW), et dans le nord du Chili dans un contexte de forte hausse des prix de marché.
- L'Amérique du Nord est en légère baisse (-1,5%) principalement du fait du retrait de l'activité « merchant » (-74 millions d'euros) affectée par le faible niveau des « spark spreads » en 2007 qui est en grande partie neutralisée par l'amélioration des marges de SUEZ LNG North America et de SUEZ Energy Resources North America.
- La zone Moyen-Orient – Asie participe aussi à ces bons résultats avec une croissance organique du RBE de +15,2%, notamment liée à la mise en service de la centrale de Sohar (585 MW) à Oman début juin 2007 et aux fees sur de nouveaux projets au Moyen-Orient.

Le résultat des activités opérationnelles de SUEZ Energie International ressort à 1 079 millions d'euros, en léger recul par rapport à 2006 (-2,8% en variation brute). Par rapport aux éléments déjà évoqués au niveau du ROC, cette évolution s'explique par :

- un résultat des cessions élevé de 145 millions en 2006, bénéficiant des cessions de Colbun au Chili et de Hanjin City Gas en Corée ;
- l'impact de la variation de juste valeur des instruments financiers sur matières premières qui s'établit à +34 millions d'euros, contre -48 millions d'euros au 31 décembre 2006. Il se rapporte notamment à des instruments de couverture économique sur contrats d'approvisionnement et de vente de gaz et électricité sur les activités nord américaines ;
- Une charge relative aux dépréciations d'actifs, qui s'établit à -83 millions d'euros au titre de 2007 (contre -86 millions d'euros en 2006) correspondant essentiellement à la dépréciation de centrales « merchant » aux Etats-Unis.

2.2. Chiffres clés SUEZ Energie Services

(En millions d'euros)	2007	2006	Variation brute en %
Chiffre d'affaires	11 266	10 637	5,9%
Résultat brut d'exploitation (a)	801	591	35,5%
Dotations aux amortissements et aux provisions (b)	(186)	(163)	
Charges nettes sur concessions (c)	(26)	(21)	
Stock options (d)	(13)	(8)	
Résultat des entreprises associées (e)	16	(3)	
Résultat financier non lié à l'endettement net (f)	5	10	
Résultat opérationnel courant = a + b + c + d - e - f	555	392	41,6%
Résultat activités opérationnelles	548	456	20,2%

Le chiffre d'affaires de **SUEZ Energie Services** s'inscrit à + 5,3 % de croissance organique (soit + 559 millions d'euros).

- **En France**, les activités d'installation et de maintenance ont enregistré un fort développement (+ 7,7 %, soit + 241 millions d'euros), dans l'ensemble des entités (Ineo, ENDEL, AXIMA, Seitha). Concernant les activités de Services (Elyo France), les réalisations du quatrième trimestre ont permis de maintenir le chiffre d'affaires au niveau de 2006. Hors effet climatique, leur croissance organique s'établit à + 4,3 %.
- **En Belgique**, la croissance organique est demeurée soutenue, atteignant + 9,0 % (127 millions d'euros) avec pour principaux moteurs les performances élevées de Fabricom à l'International (développement de l'activité Oil & Gas en Mer du Nord) et l'ensemble des activités d'AXIMA Services.
- La progression de **Tractebel Engineering** (+ 11 % ; +32 millions d'euros) profite de la dynamique des divisions Energie et Infrastructure. Par ailleurs, la croissance brute bénéficie d'un élément non récurrent positif de 95 millions d'euros (accord final signé avec Statoil sur le contrat Snohvit).
- **Hors France et Benelux**, l'activité affiche une progression organique de + 6 % (+ 137 millions d'euros) témoignant des croissances en Angleterre et en Espagne mais aussi du développement des filiales électriques et gazières.

Le résultat brut d'exploitation de SUEZ Energie Services s'élève à 801 millions d'euros, bénéficiant d'un apport de 94 millions d'euros relatif à la conclusion d'un accord final sur le contrat Snohvit. Retraité de cette contribution ponctuelle, la progression par rapport à 2006 s'explique par le haut niveau d'activité et la poursuite des améliorations opérationnelles de l'ensemble des Business Units :

- Les activités de services en France ont accru leur développement commercial net. L'amélioration de leur efficacité opérationnelle a permis de compenser l'effet de la douceur climatique du premier semestre et de moindres ventes de quotas de CO₂, générant une légère croissance organique du résultat (+2%).
- Bénéficiant de carnets conséquents et de prises de commandes élevées, les activités d'installations en France ont enregistré un fort volume d'activité tout en poursuivant l'optimisation de leurs structures.

- En Belgique, l'activité d'installation a profité d'un marché resté porteur en infrastructures et a renforcé sa rentabilité par l'optimisation de son organisation simplifiée. Parallèlement, les activités de services ont continué à se développer de manière très satisfaisante tandis que Fabricom AS a réalisé avec succès les commandes importantes gagnées dans le secteur Oil & Gas en Norvège.
- A l'international, les activités d'installations ont poursuivi leur développement, notamment avec l'acquisition de Crespo y Blasco en Espagne. La filiale ABS au Royaume-Uni a renoué avec une situation bénéficiaire tandis que les autres sociétés ont amélioré leurs résultats.
- Aux Pays-Bas, GTI a poursuivi son redressement et l'adaptation de son organisation.
- Tractebel Engineering s'est développée de façon significative dans ses différents secteurs d'intervention (énergie, nucléaire, international) et a engrangé un carnet de commande en progression tant en volume qu'en qualité. Désormais désengagée de l'activité clé en main des infrastructures gazières, la société améliore sa rentabilité dans le domaine des infrastructures par une plus grande sélectivité des prises de commandes.

Le résultat opérationnel courant de SUEZ Energie Services progresse de 41,5% pour s'établir à +555 millions d'euros. La croissance organique du résultat opérationnel courant est de 69 millions d'euros, soit près de 18% (plus de trois fois supérieure à celle du chiffre d'affaires). La branche bénéficie des améliorations de performances opérationnelles des activités d'installations et d'ingénierie et d'un meilleur profil de risque. La croissance brute du ROC intègre un effet positif de 85 M€ au titre de Snohvit, non pris en compte dans la croissance organique.

Les coûts de **restructurations** s'inscrivent en nette diminution (à -16 millions d'euros contre -25 millions d'euros en 2006, et -87 millions d'euros en 2005). Ils concernent principalement GTI et la BU International. Les **dépréciations d'actifs** (-6 millions d'euros) sont en réduction sensible par rapport à l'exercice 2006, où la charge de -23 millions d'euros enregistrée avaient principalement concerné les cogénérations d'Elyo Iberica (effet de la hausse du prix du gaz). Les résultats de **cessions** portent essentiellement en 2007 sur des cessions d'actifs immobiliers alors qu'en 2006, la cession de Reva avait généré une plus value de 129 millions d'euros.

Le **résultat des activités opérationnelles** de SUEZ Energy Services s'établit ainsi à 548 millions d'euros, en progression de 93 millions d'euros par rapport à l'exercice 2006.

2.3. Chiffres clés SUEZ Environnement

(En millions d'euros)	2007	2006	Variation brute en %
Chiffre d'affaires	12 022	11 439	5,1%
Résultat brut d'exploitation (a)	2 102	1 983	6,0%
Dotations aux amortissements et aux provisions (b)	(743)	(685)	
Charges nettes sur concessions (c)	(208)	(193)	
Stock options (d)	(21)	(14)	
Résultat des entreprises associées (e)	23	21	
Résultat financier non lié à l'endettement net (f)	30	26	
Résultat opérationnel courant = a + b + c + d - e - f	1 077	1 044	3,1%
Résultat activités opérationnelles	1 200	1 143	5,0%

Avec un chiffre d'affaires à plus de 12 milliards d'euros, **SUEZ Environnement** affiche en 2007 une croissance organique de + 5,1 % (+ 557 millions d'euros), en ligne avec ses objectifs pour 2007-2009. Cette hausse est le résultat tant de nombreux succès commerciaux que d'une croissance externe dynamique. La croissance brute qui s'élève à + 5,1 % (+ 583 millions d'euros) est marquée par les sorties de périmètre intervenues en 2006 au Brésil, en Argentine et chez Teris North America.

- **L'Eau Europe** affiche une croissance organique soutenue de + 5,3 % (+ 190 millions d'euros) notamment assurée par Agbar (+ 8,2 %, + 127 millions d'euros) et par l'Eau en France (+ 3,1 %, + 63 millions d'euros), en dépit de conditions climatiques estivales défavorables pour l'activité distribution d'eau potable.
- **La Propreté Europe** présente également une croissance organique forte de + 5,3 % (+ 259 millions d'euros) grâce à la forte croissance du Royaume-Uni (+ 11,6 %, + 102 millions d'euros), résultant notamment du démarrage des contrats de type Private Finance Initiative (PFI), et au bon niveau d'activité de la France (+ 4,1 %, + 101 millions d'euros), particulièrement dans les métiers du traitement.
- **L'International** enregistre une bonne croissance organique (+ 4,4 %, + 108 millions d'euros) qui provient des nouveaux contrats dans l'eau et la propreté en Chine (+ 28 %), des révisions tarifaires obtenues dans l'activité régulée dans l'eau en Amérique du Nord (+ 12,8 %) et du développement des activités dans la propreté en Australie (+ 14 %), légèrement atténuée par la baisse d'activité de Degrémont (- 4,3 %), par définition plus volatile et après une activité particulièrement soutenue en 2006. La fin d'année 2007 a été marquée par d'importants succès commerciaux qui auront un impact favorable en 2008 (contrats de Palm Jumeirah, du Caire,...).

Cette croissance du chiffre d'affaires de SUEZ Environnement se traduit par de très bonnes performances opérationnelles, tant au niveau du **résultat brut d'exploitation** (RBE) de SUEZ Environnement qui présente une forte croissance organique de +126 millions d'euros, soit +6,6%, sensiblement supérieure à celle du chiffre d'affaires, qu'au niveau du **résultat opérationnel courant** qui affiche une croissance organique soutenue de +56 millions d'euros, soit +5,7%, toutefois en léger retrait par rapport à celle du RBE en raison, notamment, d'une augmentation des dotations aux amortissements.

Par zone, la forte croissance organique du RBE s'explique par :

- une croissance organique dynamique du RBE de +51 millions d'euros, soit +6,7%, dans **l'Eau Europe** : elle bénéficie des excellentes performances d'Agbar et du redressement d'OIS tandis

que l'Eau France, malgré les effets climatiques défavorables, maintient une croissance positive de son RBE.

- une croissance organique soutenue du RBE de +38 millions d'euros, soit +4,6%, dans la **Propreté Europe** : elle résulte des bonnes performances de la France, de la forte croissance de la Belgique grâce à la montée en puissance de l'incinérateur de Sleco et de l'amélioration continue de la rentabilité opérationnelle aux Pays-Bas et en Allemagne tandis que la croissance au Royaume-Uni est impactée par les effets « one off » de la mise en vigueur fin 2006 des contrats PFI de Cornwall et Northumberland.
- une forte croissance organique du RBE de +30 millions d'euros, soit +8,6%, de **l'International** : elle bénéficie des révisions tarifaires chez United Water et des excellentes performances de Sita Australie tandis que Degrémont affiche un RBE stable malgré une activité en léger retrait.

Le résultat des activités opérationnelles de SUEZ Environnement s'établit à 1 200 millions d'euros, en progression de 5%, grâce à la croissance du résultat opérationnel courant et au résultat des cessions qui s'élève à +177 millions d'euros, notamment au titre des cessions faites par Agbar et, plus particulièrement, la cession fin novembre de sa participation de 53,1% dans le capital de la société Applus.

2.4. Chiffres clés Autres

(En millions d'euros)	2007	2006	Variation brute en %
Résultat brut d'exploitation (a)	(178)	(117)	-51,7%
Dotations aux amortissements et aux provisions (b)	(2)	39	
Stock options et plan Spring (c)	(60)	(1)	
Résultat des sociétés associées (d)	2	12	
Résultat financier non lié à l'endettement net (e)	40	89	
Résultat opérationnel courant = (a) + (b) + (c) - (d) - (e)	(282)	(180)	-56,5%
Résultat des activités opérationnelles	(220)	150	<i>na</i>

Le résultat brut d'exploitation du segment "Autres" avait bénéficié en 2006 d'un revenu non récurrent sur le portefeuille de capital investissement de SI Finance pour 72,8 millions d'euros. S'y ajoute, au niveau du résultat opérationnel courant, l'impact des plans d'actions gratuites, de stock-options et d'actionnariat salarié mis en place par le groupe.

Le résultat des activités opérationnelles est négatif à hauteur de 220 millions d'euros (bénéfice de 150 millions en 2006). Il avait en effet bénéficié en 2006 de résultats de cession d'actifs significatifs pour 395 millions, sous l'effet des cessions des participations résiduelles dans M6 et 9 Cegetel. En 2007, ces résultats de cession s'élèvent à 85 millions d'euros et concernent principalement des participations cotées non stratégiques.

3. AUTRES ELEMENTS DU COMPTE DE RESULTAT

(En millions d'euros)	2007	2006	Variation brute en %
Résultat activités opérationnelles	5 408	5 368	0,8%
Résultat financier	(722)	(731)	1,2%
Impôts sur les bénéfices	(528)	(815)	35,3%
Part dans les entreprises associées	458	372	22,9%
Résultat net	4 616	4 194	10,1%
dont Intérêts minoritaires	693	588	17,8%
dont Résultat net part du groupe	3 923	3 606	8,8%

Le résultat financier au 31 décembre 2007 s'établit à -722 millions d'euros contre -731 millions d'euros sur l'exercice 2006.

Cette stabilité résulte des éléments suivants :

- une diminution du coût de la dette nette, qui s'établit à -673 millions d'euros contre -830 millions d'euros sur l'exercice 2006, sous l'effet de résultats de change positifs enregistrés sur le réal brésilien dans le cadre du remboursement de Floating Rate Notes chez SUEZ Energie International pour 147 millions d'euros ;
- compensée par la moindre contribution des autres produits et charges financiers, en raison du caractère non récurrent de l'impact positif enregistré en 2006 dans le cadre des opérations de restructuration de la dette en Amérique Latine (-56 millions d'euros) et de moindres dividendes perçus des titres de participation non consolidés (-86 millions d'euros).

L'impôt sur le résultat est en diminution de 287 millions d'euros par rapport au 31 décembre 2006. Le groupe a enregistré sur l'exercice un actif d'impôt différé de 500 millions d'euros au titre de la fraction des reports déficitaires de l'intégration fiscale Suez dont la consommation est devenue probable. Hors cet élément et hors effet des cessions, le taux effectif d'imposition est stable à 23,6%.

Le résultat des entreprises associées est en hausse de 86 millions d'euros par rapport au 31 décembre 2006. Cette évolution s'explique principalement par :

- la hausse de la contribution des Intercommunales (+130 millions d'euros), qui bénéficie d'éléments non récurrents en 2007, notamment la plus value de cession de l'activité TVD Wallonie;
- l'effet du passage de mise en équivalence à intégration globale de la CNR à compter du 31 décembre 2006 (-68 millions d'euros).

La part des minoritaires dans le résultat augmente de 105 millions d'euros, celle-ci bénéficiant du passage en intégration globale de la CNR fin 2006 (+ 29 millions d'euros), ainsi que de la hausse des résultats de Distrigaz (+21 millions d'euros), et d'Agbar (+36 millions d'euros).

4. FINANCEMENT

4.1. Flux issus de l'activité opérationnelle

MBA avant charges financières & Impôts (En millions d'euros)	2007	2006	Variation brute en %
Electricité & Gaz	4 928	4 367	12,8%
Suez Energie Europe	3 339	2 953	13,1%
Suez Energie International	1 589	1 414	12,4%
Suez Energie Services	743	500	48,6%
Suez Environnement	1 824	1 785	2,2%
Autres	(228)	(269)	-15,2%
Groupe Suez	7 267	6 383	13,8%

La marge brute d'autofinancement avant charges financières et impôt (MBAO) s'élève à 7 267 millions d'euros au 31 décembre 2007, en progression brute de +13,8% par rapport à 2006, soit un taux de croissance supérieur à celui du RBE (+12,4%). La MBAO intègre en effet une diminution des dividendes reçus des entreprises associées suite au désengagement partiel des intercommunales intervenu en 2006, plus que compensée par l'effet de moindres dépréciations nettes de l'actif circulant et de moindres sorties de trésorerie liées aux restructurations.

Cette croissance de la MBAO n'est qu'en partie compensée par l'évolution du **besoin en fonds de roulement (BFR)**, en hausse de 244 millions d'euros, cette variation trouvant principalement son origine chez SUEZ Energy Europe. La hausse du BFR d'exploitation observée chez Electrabel (50 millions d'euros) est notamment la conséquence structurelle de la reprise de clientèle Wallonne et Bruxelloise au 1^{er} janvier 2007 et des conditions climatiques rigoureuses de la fin d'année 2007. Les activités gazières enregistrent une progression de leur BFR (181 millions d'euros) qui est liée essentiellement au calendrier contractuel de règlement d'une part des approvisionnements et dont l'impact favorable sur l'exercice 2006 n'est pas reconduit en 2007. Enfin, Suez Energie International (-71 millions d'euros) bénéficie principalement d'une variation de juste valeur favorable des instruments financiers sur matières premières en Amérique du Nord.

Au total, les flux des activités opérationnelles dégagent un excédent de trésorerie de 6,0 milliards d'euros en 2007.

4.2. Flux issus des activités d'investissement

Les investissements de 2007 s'élèvent à 6,0 milliards d'euros et comprennent :

- des investissements financiers de 2,9 milliard d'euros⁴, dont 1 milliard correspondant au renforcement de la participation dans Gas Natural, 0,5 milliard au rachat du solde des minoritaires de Electrabel, et 0,4 milliard aux investissements réalisés dans le secteur éolien (Compagnie du Vent, Ventus) ;
- des investissements de maintenance de 1,5 milliard d'euros (1,4 milliard d'euros en 2006), auxquels contribuent principalement Electrabel (0,5 milliard d'euros, intégrant notamment la

⁴ En l'absence de flux monétaires intervenus sur l'exercice 2007, ces investissements n'intègrent pas l'effet de l'offre publique d'achat en cours sur Agbar. Toutefois, compte tenu de l'engagement inconditionnel pris vis à vis des minoritaires de cette société dans le cadre de l'opération en cours à la date de clôture, la dette financière correspondante a été inscrite au bilan pour 918 millions d'euros.

maintenance des centrales nucléaires et classiques, en Belgique et aux Pays-Bas) et SUEZ Environnement (0,7 milliard d'euros, dont 0,3 milliard en Eau Europe et 0,4 milliard en Propreté Europe) ;

- des investissements de développement de près de 1,6 milliard d'euros (1 milliard sur l'exercice 2006). Ils concernent notamment les développements de centrales en Belgique (Amercoeur 1, Sidmar), aux Pays-Bas (Maasvlakte, Flevo), en Allemagne, en Italie (Leini, Napoli 4), et au Brésil (San Salvador).

Les cessions représentent en 2007 1,1 milliard d'euros, contre près de 3 milliards d'euros sur l'exercice 2006. Elles sont principalement relatives à :

- la cession de Applus par Agbar pour 0,2 milliard d'euros ;
- la cession de parts d'Intercommunales en Wallonie et à Bruxelles pour 0,1 milliard d'euros ; après les cessions intervenues en 2006 et 2007, Suez détient désormais 30% des Intercommunales flamandes et respectivement environ 40% et 30% des Intercommunales wallonnes et bruxelloise ;
- et les cessions de diverses participations cotées non stratégiques pour environ 0,4 milliard.

Les intérêts et dividendes d'actifs financiers non courants ont généré un flux de trésorerie positif de 0,3 milliard d'euros.

Au total, les flux des activités d'investissement génèrent une sortie de trésorerie de 4,7 milliards d'euros.

4.3. Flux issus du financement

Les dividendes versés en 2007 s'élèvent à près de 2 milliards d'euros (contre 1,7 milliard d'euros en 2006). Ils intègrent les dividendes versés par SUEZ SA à ses actionnaires, soit 1 514 millions d'euros contre 1 260 millions d'euros en 2006, en raison de la progression tant du dividende unitaire servi que du nombre d'actions à rémunérer. Ils intègrent également les dividendes versés par diverses filiales aux actionnaires minoritaires, soit 455 millions d'euros, stables par rapport à l'exercice 2006. Les intérêts financiers nets payés s'élèvent à 958 millions d'euros, contre 754 millions d'euros en 2006.

Dans le cadre de l'accélération des investissements, les souscriptions de nouveaux emprunts ont été supérieures aux remboursements (entrée nette de trésorerie de 900 millions d'euros).

Les augmentations de capital, qui représentent une entrée de trésorerie de 833 millions d'euros, concernent quasi exclusivement la maison mère et sont liées aux souscriptions intervenues dans le cadre du plan d'actionnariat salarié et des plans d'options de souscription d'actions attribuées aux salariés. La mise en œuvre du programme de rachat d'actions a généré une sortie de trésorerie de 1,1 milliard d'euros.

Au total, les flux des activités de financement génèrent une sortie de trésorerie de 2,5 milliards d'euros en 2007.

4.4. Endettement au 31 décembre 2007

L'endettement net à fin 2007 s'élève à 13,1 milliards d'euros, contre 10,4 milliards d'euros à fin décembre 2006. Compte tenu du renforcement parallèle des capitaux propres consolidés, le ratio endettement net/capitaux propres s'élève à 52,7%, contre 46,3% au 31 décembre 2006. Compte tenu de l'engagement inconditionnel pris vis à vis des minoritaires de Agbar dans le cadre de l'offre publique d'achat en cours à la date de clôture, la dette financière correspondante a été inscrite au bilan 2007 pour la quote part revenant au Groupe, soit 918 millions d'euros.

La dette nette est libellée (après prise en compte des instruments financiers) à 57% en euros, 25 % en dollars américains et 6 % en livres sterling, contre respectivement 48%, 32%, et 7% au 31 décembre 2006.

La dette brute est libellée à 49 % à taux fixe, après prise en compte des instruments financiers.

Du fait du niveau des liquidités au 31 décembre 2007 (6,7 milliards d'euros) et de la politique du Groupe de fixation des taux en période de taux historiquement bas, la part de la dette nette rémunérée à taux fixe est de 78 %. La maturité moyenne de la dette nette est de 6,9 années.

Au 31 décembre 2007, le Groupe disposait de facilités de crédit autorisées et non tirées, et de lignes de back up de ses billets de trésorerie, pour un montant total de 9,1 milliards d'euros (contre 8,6 milliards d'euros au 31 décembre 2006).

5. AUTRES POSTES DU BILAN

Les immobilisations corporelles nettes s'établissent à 22,6 milliards d'euros contre 21 milliards d'euros au 31 décembre 2006, soit une augmentation de 1,6 milliard d'euros provenant essentiellement des investissements réalisés (3,1 milliards d'euros) et des variations de périmètre (1,1 milliard d'euros), compensant les dotations aux amortissements et dépréciations de la période (-1,8 milliard d'euros).

Le montant des goodwill s'établit à 14,9 milliards d'euros, la hausse de 1,5 milliard d'euros comprenant notamment l'effet des investissements réalisés dans le secteur éolien (+ 0,7 milliard d'euros) et les goodwill constatés au titre des acquisitions d'intérêts minoritaires (+0,5 milliard concernant l'OPA sur les minoritaires d'Agbar et 0,3 milliard concernant le rachat des intérêts minoritaires d'Electrabel dans le cadre de l'offre publique de reprise).

Les participations dans les entreprises associées sont stables à 1,2 milliard d'euros, quand **les titres disponibles à la vente** sont en augmentation de 1,3 milliard d'euros pour s'établir à 4,1 milliards d'euros sous l'effet principal de l'investissement réalisé dans Gas Natural.

Les capitaux propres totaux s'établissent à 24,9 milliards d'euros, en augmentation de 2,3 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2006 malgré le versement des dividendes (-2 milliards d'euros), les mouvements sur actions propres (-1,1 milliard d'euros) et les écarts de conversion (-0,4 milliard d'euros). Le résultat net de 2007 (4,6 milliards d'euros) et les éléments passés directement par capitaux propres (+0,8 milliard d'euros, liés à la mise en valeur de marché des titres disponibles à la vente et à la mise à jour des taux d'actualisation appliqués aux engagements de retraites) expliquent ce renforcement.

Les provisions pour risques sont stables à 9,6 milliards d'euros contre 9,8 milliards d'euros à fin 2006.

Les rubriques **d'impôts différés** représentent un passif net de 0,5 milliard d'euros, en diminution de 0,1 millions d'euros notamment sous l'effet de l'activation évoquée précédemment de la fraction des reports déficitaires de l'intégration fiscale Suez dont la consommation est devenue probable, et de l'augmentation des impôts différés passifs relatifs aux éléments comptabilisés directement par capitaux propres.

6. COMPTES SOCIAUX

La version intégrale des comptes sociaux de SUEZ est disponible sur demande auprès de la société.

Les chiffres clés relatifs aux comptes sociaux, établis selon le référentiel comptable français conformément aux dispositions réglementaires, sont présentés ci dessous :

<i>(En millions d'euros)</i>	2007	2006
1. Résultat		
courant	11	6 383
exceptionnel	5 575	401
impôt-participation-intéressement	175	186
résultat net	5 761	6 970
2. Flux de trésorerie		
Flux issus de l'activité courante	236	2 513
dont Capacité d'autofinancement	170	2 583
Flux issus de l'investissement	16 721	(11 439)
Flux issus du financement	(12 528)	7 381
3. Bilan		
Immobilisations incorporelles et corporelles	20	16
Immobilisations financières	36 905	48 039
Actif circulant et autres comptes de régularisation	634	315
Disponibilités et valeurs mobilières de placement	178	217
TOTAL Actif	37 737	48 587
Capitaux propres	36 793	31 723
Provisions pour risques et charges	250	244
Dettes financières	500	16 480
Autres dettes et comptes de régularisation	194	140
TOTAL Passif	37 737	48 587

Les comptes de l'exercice 2007 sont caractérisés par la vente à Electrabel des titres de Suez-Tractebel, pour un prix de 18 200 millions d'euros, dont l'encaissement a permis à Suez de rembourser l'essentiel de ses dettes financières, ainsi que par les achats d'actions propres réalisés dans le cadre du programme de rachat d'actions.

Par rapport à l'exercice 2006, la baisse du bénéfice net à 5,8 milliard d'euros résulte pour l'essentiel :

- D'un résultat courant réduit à 11 millions d'euros contre 6 383 millions d'euros en 2006, l'exercice 2006 ayant bénéficié d'acomptes sur dividendes versés par Suez-Tractebel et Electrabel pour respectivement 4 199 et 944 millions d'euros, qui n'ont de ce fait pas procédé en 2007 à une distribution complémentaire.
- D'un résultat exceptionnel en forte hausse à +5 575 millions d'euros, bénéficiant de la plus value de cession de Suez-Tractebel à Electrabel (5 393 millions d'euros). Pour mémoire, le résultat exceptionnel avait enregistré sur l'exercice 2006 les reprises de provisions sur titres consécutives notamment à la cession de 9Cegetel.

7. PERSPECTIVES 2008

Le Groupe bénéficie d'excellentes perspectives. La pertinence de la stratégie de SUEZ est portée par l'accélération des mutations des métiers dans lesquels le Groupe opère et par la dynamique des prix de l'énergie en Europe. Celle-ci est notamment liée à l'augmentation des prix des énergies fossiles, au renforcement des préoccupations environnementales, aux nécessaires nouvelles infrastructures et aux enjeux en matière de sécurité d'approvisionnement.

Objectifs 2008 ambitieux

Fort de ses succès commerciaux et des perspectives de croissance particulièrement prometteuses pour l'ensemble de ses métiers, le Groupe affiche des objectifs financiers forts pour 2008 :

- Croissance du résultat brut d'exploitation d'environ + 10 %
- Investissements 2008 supérieurs à ceux de 2007
- Poursuite du programme de rachat d'actions (300 millions d'euros d'ici à la fin du premier semestre 2008)
- Maintien d'une notation de crédit de catégorie A
- Nouvelle hausse du dividende au titre de l'exercice 2008 et politique de distribution supérieure à 50 % du résultat net récurrent

Accélération des investissements industriels

Le Groupe s'est fixé comme objectif de réaliser en 2008 davantage d'investissements qu'en 2007.

Ces investissements seront réalisés tout en maintenant la discipline financière du Groupe (maintien à moyen terme du rating de catégorie A et maintien des critères d'investissement).

Ils porteront essentiellement sur des capacités de production électrique, dans les énergies renouvelables et les énergies classiques, principalement en Europe, en Amérique latine et en Amérique du Nord.

Poursuite de la politique de rémunération des actionnaires

Compte tenu des performances atteintes en 2007 et des perspectives favorables du Groupe dans chacun de ses métiers, le Conseil d'Administration a décidé, lors de sa séance du 25 février 2008, de proposer à l'Assemblée Générale des Actionnaires du 6 mai 2008 un dividende ordinaire pour l'exercice 2007 de 1,36 euros, en progression de + 13,3 % par rapport à l'exercice 2006.

La progression continue du dividende depuis 2003 (+ 70 %) reflète la politique dynamique de rémunération des actionnaires du Groupe, cohérente avec l'évolution des résultats et offrant un rendement compétitif par rapport à l'ensemble du secteur.

Cette politique de dividende est complétée depuis 2007 par des programmes de rachat d'actions qui seront poursuivis en 2008.

Un programme de recrutement de 110 000 emplois sur 5 ans

Le Groupe prévoit, pour la période 2008/2012, l'embauche de 110 000 collaborateurs dont 52 000 en France et 10 000 en Belgique. SUEZ développe ainsi une politique active de l'emploi s'appuyant sur les évolutions de ses métiers, anticipe les grandes tendances structurant l'évolution des besoins de ses filiales et définit les moyens permettant de satisfaire en permanence l'adéquation des besoins aux ressources.

Ce programme global de recrutement traduit la confiance du Groupe dans un avenir où il va embaucher, investir et partager ses performances avec l'ensemble de ses salariés. Il le positionne comme l'un des tout premiers recruteurs en Europe.

Des perspectives renforcées par la fusion avec Gaz de France

Les fortes perspectives du Groupe sont renforcées par le projet de fusion avec Gaz de France. GDF SUEZ sera un leader mondial dans l'énergie et une valeur de référence des services aux collectivités.

Tout au long de l'année 2007, SUEZ et Gaz de France se sont développés activement dans leurs métiers, et leurs performances 2007 attestent de la rentabilité de leurs activités respectives, avant même les synergies opérationnelles qui résulteront de la fusion.

Une équipe d'intégration conjointe est déjà en place, de façon à ce que le nouveau Groupe soit opérationnel dès la réalisation de la fusion prévue au premier semestre 2008.

GDF SUEZ s'est doté d'objectifs à la mesure de ses ambitions :

- Résultat brut d'exploitation cible de 17 milliards d'euros à l'horizon 2010
- Croissance du dividende par action de 10 % à 15 % par an en moyenne entre le dividende payé en 2007⁵ et le dividende payé en 2010
- Notation de crédit strong A

⁵ Sur la base du dividende de Gaz de France payé en 2007 au titre de l'exercice 2006 (1,1 € par action) ; les actionnaires de SUEZ bénéficieront par ailleurs du dividende de SUEZ Environnement

II - ETATS FINANCIERS

- ❑ Chiffres clés
- ❑ Bilan
- ❑ Compte de résultat
- ❑ Tableau consolidé des flux de trésorerie
- ❑ Tableau de variation des capitaux propres
- ❑ Etat des produits et charges comptabilisés

CHIFFRES CLES

en millions d'euros		2007	2006	2005	2004
1.	Chiffre d'affaires	47 475,4	44 289,2	41 488,9	38 057,7
	dont réalisé hors de France	35 542,9	33 480,3	31 769,2	29 481,1
2.	Résultat				
	- brut d'exploitation (RBE)	7 964,7	7 083,3	6 508,2	5 932,4
	- opérationnel courant	5 175,4	4 496,5	3 902,2	3 736,7
	- net part du groupe	3 923,5	3 606,3	2 512,7	1 696,4
3.	Flux de trésorerie				
	Flux issus des activités opérationnelles	6 016,6	5 172,2	5 825,5	4 970,1
	dont Marge brute d'autofinancement avant				
	résultat financier et impôt	7 266,6	6 383,5	5 750,9	5 680,8
	Flux issus de l'investissement	(4 681,2)	(365,9)	(8 992,0)	124,0
	Flux issus du financement	(2 517,5)	(6 938,1)	6 488,3	(8 083,4)
4.	Bilan				
	Capitaux propres part du groupe	22 192,8	19 503,8	16 255,9	7 773,8
	Capitaux propres totaux	24 860,9	22 563,8	18 823,2	12 828,2
	Total bilan	79 127,2	73 434,6	80 443,1	60 292,3
5.	Données par action (en euros)				
	- nombre moyen d'action en circulation (a)	1 286 926 215	1 261 287 823	1 053 241 249	995 133 046
	- nombre d'action à la clôture	1 307 043 522	1 277 444 403	1 270 756 255	1 020 465 386
	- résultat net par action	3,09	2,86	2,39	1,70
	- dividende distribué	1,36	1,20	1,00	0,79
6.	Effectifs moyens totaux	192 821	186 198	208 891	217 180
	- sociétés en intégration globale	146 350	138 678	157 918	160 966
	- sociétés en intégration proportionnelle	37 592	38 567	41 673	50 614
	- sociétés mises en équivalence	8 879	8 953	9 300	5 600

(a) Le résultat par action est calculé sur la base du nombre moyen d'actions en circulation, net d'autocontrôle.
Dividende 2007 : proposé.

BILAN

<i>En millions d'euros</i>	Note	31 décembre 2007	31 décembre 2006	31 décembre 2005
ACTIFS NON COURANTS				
Immobilisations incorporelles nettes	10	3 497,7	3 488,1	3 453,5
Goodwill	9	14 902,8	13 404,6	13 033,2
Immobilisations corporelles nettes	11	22 597,1	21 002,8	20 212,4
Titres disponibles à la vente	14	4 120,7	2 816,5	2 671,5
Prêts et créances au coût amorti	14	2 107,0	2 170,1	2 440,2
Instruments financiers dérivés (yc matières premières)	14	1 140,1	1 014,1	2 145,9
Participations dans les entreprises associées	12	1 214,3	1 259,7	3 154,9
Autres actifs	17	730,5	778,8	1 686,5
Impôts différés Actif	7	1 085,0	871,0	1 225,2
TOTAL ACTIFS NON COURANTS		51 395,2	46 805,7	50 023,3
ACTIFS COURANTS				
Prêts et créances au coût amorti	14	331,3	298,8	194,0
Instruments financiers dérivés (yc matières premières)	14	3 363,3	3 318,6	4 533,3
Clients et autres débiteurs	14	11 869,3	10 412,2	10 394,7
Stocks	16	1 571,8	1 483,4	1 344,8
Autres actifs	17	2 556,5	2 336,6	2 693,1
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	14	1 319,5	833,0	885,6
Trésorerie et équivalents de trésorerie	14	6 720,2	7 946,3	10 374,4
TOTAL ACTIFS COURANTS		27 732,0	26 628,9	30 419,8
TOTAL BILAN ACTIF		79 127,2	73 434,6	80 443,1
CAPITAUX PROPRES				
Capitaux propres part du Groupe		22 192,8	19 503,8	16 255,9
Intérêts minoritaires		2 668,1	3 060,0	2 567,3
TOTAL CAPITAUX PROPRES	18	24 860,9	22 563,8	18 823,2
PASSIFS NON COURANTS				
Provisions	19	8 448,5	8 419,7	9 118,8
Dettes financières	14	14 526,0	13 000,6	16 406,9
Instruments financiers dérivés (yc matières premières)	14	800,9	711,7	2 191,7
Autres passifs financiers	14	778,0	467,5	858,5
Autres passifs		1 004,5	917,3	949,5
Impôts différés passif	7	1 643,6	1 444,5	1 165,8
TOTAL PASSIFS NON COURANTS		27 201,5	24 961,3	30 691,2
PASSIFS COURANTS				
Provisions	19	1 106,6	1 366,1	1 724,4
Dettes financières	14	7 129,8	6 678,5	9 079,9
Instruments financiers dérivés (yc matières premières)	14	3 201,9	3 369,5	5 188,9
Fournisseurs et autres créanciers	14	10 038,1	9 209,4	10 078,8
Autres passifs		5 588,4	5 286,0	4 856,7
TOTAL PASSIFS COURANTS		27 064,8	25 909,5	30 928,7
TOTAL BILAN PASSIF		79 127,2	73 434,6	80 443,1

COMPTE DE RESULTAT

<i>En millions d'euros</i>	Note	31 décembre 2007	31 décembre 2006	31 décembre 2005
Chiffre d'affaires		47 475,4	44 289,2	41 488,9
Achats		(21 289,4)	(21 010,0)	(18 678,7)
Charges de personnel		(8 141,5)	(7 640,8)	(7 902,9)
Amortissements, dépréciations et provisions		(1 912,7)	(1 684,8)	(1 701,9)
Autres produits et charges opérationnels		(10 956,4)	(9 457,1)	(9 303,2)
RESULTAT OPERATIONNEL COURANT	4	5 175,4	4 496,5	3 902,2
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel		67,8	17,1	(151,1)
Dépréciations d'actifs corporels, incorporels et financiers		(132,0)	(150,3)	(657,9)
Restructurations		(42,6)	(88,8)	(101,5)
Cessions d'actifs		339,4	1 093,1	1 529,9
RESULTAT DES ACTIVITES OPERATIONNELLES	5	5 408,0	5 367,6	4 521,6
Charges financières		(1 709,5)	(1 610,6)	(1 582,2)
Produits financiers		987,3	879,6	856,9
Résultat financier	6	(722,1)	(731,0)	(725,3)
Impôt sur les bénéfices	7	(527,5)	(815,1)	(585,3)
Quote-part de résultat des entreprises associées	12	457,9	372,7	565,5
RESULTAT NET		4 616,3	4 194,2	3 776,5
Dont Intérêts minoritaires		692,7	587,9	1 263,8
Dont Résultat net part du Groupe		3 923,5	3 606,3	2 512,7
Résultat net part du Groupe par action	8	3,09	2,86	2,39
Résultat net part du Groupe par action dilué	8	3,04	2,83	2,36

TABLEAU CONSOLIDE DES FLUX DE TRESORERIE

<i>En millions d'euros</i>	31 décembre 2007	31 décembre 2006	31 décembre 2005
Résultat net	4 616,3	4 194,2	3 776,5
- Quote part de résultat consolidé d'entreprises associées	(457,9)	(372,7)	(565,5)
+ Dividendes reçus d'entreprises associées	229,8	355,7	467,1
- Dotations nettes aux provisions, amortissements & dépréciations	1 925,3	1 743,3	2 242,7
- Plus-values nettes sur cessions	(339,4)	(1 097,7)	(1 652,9)
- MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(67,8)	(17,1)	151,1
- Autres éléments sans effet de trésorerie	110,8	31,7	21,4
- Charge d'impôt	527,5	815,1	585,3
- Résultat financier	722,1	731,0	725,3
MBA avant résultat financier et impôt	7 266,6	6 383,5	5 750,9
+ Impôt décaissé	(1 005,6)	(985,4)	(722,9)
Variation du Besoin en Fonds de Roulement	(244,3)	(225,9)	797,5
Flux issus des activités opérationnelles	6 016,6	5 172,2	5 825,5
Investissements corporels et incorporels	(3 129,7)	(2 367,6)	(2 667,1)
Acquisitions d'entités nettes de trésorerie et équivalent de trésorerie acquises (1)	(1 508,3)	(1 088,2)	(9 060,2)
Acquisitions de titres disponibles à la vente	(1 361,9)	(315,6)	(526,6)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	131,1	181,8	355,0
Cessions d'entités nettes de trésorerie cédée et équivalents de trésorerie cédés	554,9	2 009,9	1 972,9
Cessions de titres disponibles à la vente	406,3	777,8	650,1
Intérêts reçus d'actifs financiers non courants	116,0	151,3	69,8
Dividendes reçus sur actifs financiers non courants	202,4	288,7	134,3
Variation des prêts et créances émis par l'entreprise et autres	(92,1)	(4,0)	79,7
Flux issus des activités d'investissement	(4 681,2)	(365,9)	(8 992,0)
Dividendes payés	(1 968,5)	(1 720,9)	(1 521,6)
Remboursement de dettes financières	(7 579,0)	(8 744,0)	(3 245,8)
Variation des actifs financiers évalués à leur juste valeur par résultat	(265,3)	346,3	(538,4)
Intérêts financiers versés	(1 230,9)	(1 081,4)	(1 029,2)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie	272,8	326,9	347,3
Augmentation des dettes financières	8 478,7	3 538,3	8 515,5
Augmentation de capital (1)	832,9	162,4	2 962,1
Cession de créances litigieuses			995,4
Mouvement sur actions propres	(1 058,2)	234,3	2,9
Flux issus des activités de financement	(2 517,5)	(6 938,1)	6 488,3
Effet des variations de change, de méthodes et divers	(44,0)	(296,3)	166,3
TOTAL DES FLUX DE LA PERIODE	(1 226,1)	(2 428,1)	3 488,2
TRESORERIE ET EQUIVALENTS DE TRESORIE A L'OUVERTURE	7 946,3	10 374,4	6 886,2
TRESORERIE ET EQUIVALENTS DE TRESORIE A LA CLOTURE	6 720,2	7 946,3	10 374,4

(1) Ce montant ne comprend pas en 2005 les 2 414 millions d'euros correspondant à l'émission des titres SUEZ dans le cadre de l'OPM sur Electrabel.

VARIATION DES CAPITAUX PROPRES

	Nombre d'actions	Capital	Primes	Réserves consolidées et Résultat Part du Groupe	Variations justes valeurs et autres	Actions propres	Ecart de conversion	Capitaux propres part du groupe	Intérêts minoritaires	TOTAL
Capitaux propres IFRS au 31 décembre 2004	1 020 465 386	2 040,9	6 621,8	(316,7)	(63,7)	(352,3)	(156,2)	7 773,8	5 054,4	12 828,2
Charges et produits reconnus directement en capitaux propres				630,5	101,0	(3,0)	748,5	1 477,0	159,7	1 636,7
Résultat net				2 512,7				2 512,7	1 263,8	3 776,5
Total des charges et produits comptabilisés				3 143,2	101,0	(3,0)	748,5	3 989,7	1 423,5	5 413,2
Conversion d'emprunts obligataires	11 665 701	23,3	183,5					206,8		206,8
Souscriptions d'actions réservées aux salariés et rémunération sur base d'actions	17 315 417	34,6	266,2	35,5				336,3		336,3
Augmentation de capital	221 309 751	442,6	4 307,4					4 750,0		4 750,0
Dividendes distribués				(806,7)				(806,7)	(714,5)	(1 521,2)
Acquisitions nettes de titres d'autocontrôle				3,3		(0,4)		2,9		2,9
Autres variations				3,1				3,1	(3 196,1)	(3 193,0)
Capitaux propres IFRS au 31 décembre 2005	1 270 756 255	2 541,4	11 378,9	2 061,7	37,3	(355,7)	592,3	16 255,9	2 567,3	18 823,2
Charges et produits reconnus directement en capitaux propres					842,9		(349,9)	493,0	(84,5)	408,5
Résultat net				3 606,3				3 606,3	587,9	4 194,2
Total des charges et produits comptabilisés				3 606,3	842,9		(349,9)	4 099,3	503,4	4 602,7
Souscriptions d'actions réservées aux salariés et rémunération sur base d'actions	6 388 344	12,8	149,3	42,9				205,0		205,0
Augmentation de capital non Cash (OPM)	299 804	0,6	6,2					6,8		6,8
Dividendes distribués				(1 260,2)				(1 260,2)	(460,7)	(1 720,9)
Acquisitions nettes de titres d'autocontrôle				10,7		223,5		234,2		234,2
Autres variations				(37,2)				(37,2)	450,0	412,8
Capitaux propres IFRS au 31 décembre 2006	1 277 444 403	2 554,8	11 534,4	4 424,2	880,2	(132,2)	242,4	19 503,8	3 060,0	22 563,8
Charges et produits reconnus directement en capitaux propres					787,1		(386,5)	400,7	36,5	437,2
Résultat net				3 923,5				3 923,5	692,8	4 616,3
Total des charges et produits comptabilisés				3 923,5	787,1		(386,5)	4 324,2	729,3	5 053,5
Souscriptions d'actions réservées aux salariés et rémunération sur base d'actions	29 599 119	59,2	767,6	116,6				943,4		943,4
Dividendes distribués				(1 513,8)				(1 513,8)	(448,4)	(1 962,2)
Acquisitions nettes de titres d'autocontrôle				17,6		(1 082,5)		(1 064,9)	3,6	(1 061,2)
Autres variations									(676,4)	(676,4)
Capitaux propres IFRS au 31 décembre 2007	1 307 043 522	2 614,1	12 302,0	6 968,1	1 667,3	(1 214,7)	(144,1)	22 192,8	2 668,1	24 860,9

Etat des produits et charges comptabilisés

	Total au 31 déc. 2007	<i>Dont part du groupe</i>	<i>Dont intérêts mino- ritaires</i>	Total au 31 déc. 2006	<i>Dont part du groupe</i>	<i>Dont intérêts mino- ritaires</i>	Total au 31 déc. 2005	<i>Dont part du groupe</i>	<i>Dont intérêts mino- ritaires</i>
Actifs financiers disponibles à la vente	395,8	353,7	42,2	293,6	290,4	3,2	30,9	64,6	(33,7)
Couverture d'investissement net	5,7	4,2	1,4	42,4	42,4		(105,8)	(117,7)	11,9
Couverture des flux de trésorerie	(71,2)	(61,9)	(9,3)	89,9	87,3	2,6	(14,3)	(24,0)	9,7
Couverture des flux sur matières premières	351,6	342,8	8,8	640,0	658,5	(18,5)	(421,9)	(406,3)	(15,6)
Pertes et Gains actuariels	397,2	381,5	15,6	54,4	52,4	2,0	(241,2)	(261,5)	20,3
Impôts différés	(254,3)	(247,4)	(6,9)	(314,3)	(318,3)	4,0	237,7	246,2	(8,5)
Ecarts de conversion	(387,8)	(372,4)	(15,4)	(397,5)	(319,7)	(77,8)	914,0	788,0	126,0
1ère adoption IAS 32/39							241,9	192,3	49,6
Cession de créances fiscales litigieuses							995,4	995,4	
Charges et produits reconnus directement en capitaux propres	437,2	400,7	36,5	408,5	493,0	(84,5)	1 636,7	1 477,0	159,7
Résultat net	4 616,3	3 923,5	692,8	4 194,2	3 606,3	587,9	3 776,5	2 512,7	1 263,8
Total des charges et produits comptabilisés	5 053,5	4 324,2	729,3	4 602,7	4 099,3	503,4	5 413,2	3 989,7	1 423,5

III - NOTES AUX COMPTES

- NOTE - 1.** Résumé des méthodes comptables
- NOTE - 2.** Opérations majeures
- NOTE - 3.** Information sectorielle
- NOTE - 4.** Résultat Opérationnel Courant
- NOTE - 5.** Résultat des Activités Opérationnelles
- NOTE - 6.** Résultat financier
- NOTE - 7.** Impôts
- NOTE - 8.** Résultat par action
- NOTE - 9.** Goodwills
- NOTE - 10.** Immobilisations incorporelles
- NOTE - 11.** Immobilisations corporelles
- NOTE - 12.** Participations dans les entreprises associées
- NOTE - 13.** Participations dans les co-entreprises
- NOTE - 14.** Instruments financiers
- NOTE - 15.** Gestion des risques liés aux instruments financiers
- NOTE - 16.** Stocks
- NOTE - 17.** Autres actifs
- NOTE - 18.** Eléments sur capitaux propres
- NOTE - 19.** Provisions
- NOTE - 20.** Retraites et engagements assimilés
- NOTE - 21.** Contrats de construction
- NOTE - 22.** Contrats de location - financement
- NOTE - 23.** Contrats de location simple
- NOTE - 24.** Contrats de concession
- NOTE - 25.** Flux de trésorerie
- NOTE - 26.** Paiements fondés sur des actions
- NOTE - 27.** Transactions avec les parties liées
- NOTE - 28.** Rémunération des dirigeants
- NOTE - 29.** Actifs et passifs éventuels
- NOTE - 30.** Litiges
- NOTE - 31.** Evénements postérieurs à la clôture
- NOTE - 32.** Liste des principales sociétés consolidées au 31 décembre 2007

Informations relatives au Groupe SUEZ

SUEZ a été constituée le 23 février 1880, prorogée en 1941 pour une durée de 99 ans.

Le siège est domicilié au 16, rue de la Ville l'Evêque 75008 Paris – France.

SUEZ est une Société Anonyme à Conseil d'Administration soumise aux dispositions du livre II du Code de commerce, ainsi qu'à toutes les autres dispositions légales applicables aux sociétés commerciales françaises.

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

Les titres de SUEZ sont cotés sur les Bourses de Paris, Bruxelles (Belgique), Zurich (Suisse) et au Luxembourg.

En date du 25 février 2008 le Conseil d'Administration de SUEZ a arrêté et autorisé la publication des états financiers consolidés de la société SUEZ et de ses filiales au 31 décembre 2007.

NOTE - 1. RESUME DES METHODES COMPTABLES

1.1 REFERENTIEL

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 SUEZ sont fournies pour les trois derniers exercices, 2005, 2006 et 2007 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 2007, les états financiers consolidés annuels du Groupe sont établis conformément au référentiel IFRS tel que publié par l'IASB et adopté dans l'Union Européenne.

Depuis le 31 décembre 2006, SUEZ applique IFRIC 12. Le Groupe considère que les dispositions de cette interprétation, qui est toujours en cours d'examen par l'Union Européenne, ne sont pas incompatibles avec les normes adoptées et peuvent donc être utilisées à titre d'orientation¹.

Les principes comptables retenus pour la préparation des états financiers au 31 décembre 2007 sont conformes à ceux retenus pour la préparation des états financiers au 31 décembre 2006 à l'exception :

1.1.1 Des normes IFRS, amendements et interprétations de l'IFRIC applicables de façon obligatoire pour les états financiers annuels 2007 :

- IFRS 7 - Instruments financiers : informations à fournir,
- IAS 1 - Présentation des états financiers, amendement sur les informations à fournir sur le capital,
- IFRIC 7 - Application de l'approche du retraitement dans le cadre d'IAS 29 : informations financières dans les économies hyperinflationnistes,
- IFRIC 8 - Champ d'application d'IFRS 2 ; clarification du champ d'application d'IFRS 2,
- IFRIC 10 - Information financière intermédiaire et pertes de valeur.

L'application d'IFRS 7 et de l'amendement d'IAS 1 donne lieu à la présentation d'informations complémentaires dans les états financiers mais n'a pas d'incidence sur la performance et la situation financière du Groupe.

L'adoption des autres interprétations est sans incidence sur les états financiers.

Pour rappel, le Groupe a anticipé dès 2006 l'application d'IFRIC 9 - Réexamen du caractère séparable des dérivés incorporés.

¹ Comme cela est prévu dans les *Observations concernant certains articles du règlement (CE) n°1606/2002 du Parlement Européen et du Conseil sur l'application des normes comptables internationales ainsi que la quatrième directive (78/660/CEE) du Conseil du 25 juillet 1978 et la septième directive (83/349/CEE) du Conseil du 13 juin 1983 sur la comptabilité* de novembre 2003.

1.1.2 Des normes IFRS et interprétations de l'IFRIC dont l'application est obligatoires après 2007 et anticipée par Suez :

- IFRIC 12 - Service Concession Arrangement , dont l'application avait été anticipée dès 2006.

Le 30 novembre 2006, l'IFRIC a publié l'interprétation IFRIC 12 - Service Concession Arrangement - dont l'application, obligatoire en 2008, peut être anticipée. Au 31 décembre 2005, Suez avait, conformément à IAS 8 qui traite de la sélection et de l'application des méthodes comptables à retenir en l'absence de norme ou d'interprétation, fait usage de son jugement pour définir la méthode à retenir pour la comptabilisation des concessions. Pour exercer son jugement, la direction du Groupe avait considéré que les travaux en cours de l'IFRIC repris dans les projets d'Interprétations D12, D13 et D14 pouvaient, comme indiqué par l'IFRIC, être utilisés comme guide d'application. Toutefois le Groupe n'avait pas utilisé les dispositions transitoires particulières proposées dans les projets d'interprétation et avait retraité tous les contrats au 1er janvier 2004. Au 31 décembre 2006, Suez avait décidé d'anticiper l'application des dispositions d'IFRIC 12, tel qu'adopté par l'IASB.

1.1.3 Normes IFRS et interprétations de l'IFRIC dont l'application est obligatoire après 2007 et non anticipée par Suez dès 2007 :

- IAS 1 (révisée en 2007) - Présentation des états financiers ; cette norme modifie certains libellés des états financiers et impose entre autre de présenter un état de résultat global (statement of comprehensive income).
- IFRS 8 – Secteurs opérationnels ; cette norme, qui remplace IAS 14, aligne les informations sectorielles à fournir sur les dispositions de la norme américaine SFAS 131 qui impose de retenir l'approche de la direction (management approach) pour présenter les segments opérationnels.

L'application de ces deux normes n'aura pas d'incidence sur la situation financière de Suez mais pourrait modifier la présentation des états financiers et les informations fournies dans les états financiers. Leurs dates d'application n'ont pas encore été décidées.

- IAS 23 - Coûts d'emprunt ; cette norme, révisée en 2007, supprime l'option de comptabilisation en charge.

L'application d'IAS 23 (révisée en 2007) n'aura pas d'incidence car le Groupe a toujours appliqué le traitement alternatif qui consiste à incorporer les coûts d'emprunts encourus pendant la période de construction de l'actif qualifié.

- IFRIC 11 - Actions propres et transactions intra-groupe, clarifie la comptabilisation des paiements en actions effectués par achat d'actions propres et le paiement en actions dans les comptes d'une filiale sur des instruments de capitaux propres de la société mère.

Cette interprétation ne trouve pas à s'appliquer dans le Groupe.

- IFRIC 13 - Programmes de fidélité des clients², applicable pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} juillet 2008.
- IFRIC 14 - Plafonnement de l'actif, disponibilité des avantages économiques et obligation de financement³, applicable pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2008.

L'analyse des incidences de l'application de ces interprétations est en cours.

² Traduction libre de "Customer Loyalty Program"

³ Traduction libre de "The limit on defined benefit asset, minimum funding requirements and their interaction"

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 1^{er} janvier 2004,
- les regroupements d'entreprises : le Groupe a choisi de ne pas retraiter selon IFRS 3 les acquisitions antérieures au 1^{er} 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 de certains instruments financiers qui sont comptabilisés selon la convention de la juste valeur conformément au traitement des différentes catégories d'actifs et de passifs financiers défini 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 révisé 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 de la valeur recouvrable des immobilisations corporelles et incorporelles (se reporter au § 1.4.7),
- 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 § 1.4.10),
- le chiffre d'affaires réalisé et non relevé, dit en compteur,
- l'évaluation des déficits fiscaux reportables activés.

1.3.1.1 Valeur recouvrable des immobilisations corporelles et incorporelles

Des hypothèses et des estimations sont faites pour déterminer la valeur recouvrable des goodwill, des immobilisations incorporelles et corporelles, qui portent en particulier sur les perspectives de marché nécessaires à l'évaluation des flux de trésorerie. Toute modification de ces hypothèses pourrait avoir un effet significatif sur le montant de la valeur recouvrable et pourrait amener à modifier les pertes de valeur à comptabiliser.

1.3.1.2 Estimation des provisions

Les paramètres qui ont une influence significative sur le montant des provisions, et plus particulièrement, mais pas uniquement, celles liées aux installations de production nucléaire sont, outre le niveau des coûts à proprement parler, le calendrier de leur survenance ainsi que le taux d'actualisation appliqué aux flux de

trésorerie. Ces paramètres sont établis sur base des informations et estimations que la société estime les plus appropriées à ce jour.

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.

1.3.1.3 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.

1.3.1.4 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.

1.3.1.5 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. La libéralisation en Belgique du marché de l'énergie a rendu plus complexe la détermination des ventes sur des réseaux désormais utilisés par des opérateurs multiples. C'est ainsi que le Groupe est devenu 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.

1.3.1.6 Evaluation 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 bénéfiques imposables futurs sur lesquels ces pertes fiscales non utilisées pourront être imputées. Les prévisions de bénéfiques 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.

Cela a été le cas en particulier pour la comptabilisation des contrats de concession (se reporter au § 1.4.6), la classification des accords qui contiennent des contrats de services (se reporter au § 1.4.8), la comptabilisation des acquisitions d'intérêts minoritaires et pour la détermination des «activités normales» au regard d'IAS 39 pour les contrats d'achat et de vente d'électricité et de gaz.

Conformément à IAS 1, le Groupe présente séparément au bilan 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 METHODES 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.

Les fonds communs de créances détenus dans le cadre des programmes de titrisation du Groupe et contrôlés par le Groupe sont consolidés en application des dispositions de la norme IAS 27 relative aux comptes consolidés et de son interprétation SIC 12 relative à la consolidation des entités *ad hoc*.

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 Etats 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 euros qui est la monnaie fonctionnelle de la Société Suez.

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. A 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)

Le bilan 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 capitaux propres.

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.

Lors de la cession d'une entité étrangère, les différences de conversion antérieurement comptabilisées en capitaux propres sont comptabilisées en résultat.

1.4.3 Regroupements d'entreprises

Pour les regroupements d'entreprises intervenus à compter du 1^{er} janvier 2004, le Groupe applique la méthode dite de l'acquisition telle que décrite dans IFRS 3. En application de cette méthode, le Groupe comptabilise à leur juste valeur à la date de prise de contrôle les actifs, passifs et passifs éventuels identifiables à cette date.

Le coût du regroupement correspond à la juste valeur, à la date de l'échange, des actifs remis, des passifs encourus et/ou des instruments de capitaux propres émis en échange du contrôle de l'entité acquise et de tout autre coût directement attribuable à l'acquisition. Lorsque l'accord de regroupement d'entreprise prévoit un ajustement du prix d'achat dépendant d'événements futurs, le Groupe inclut le montant de cet ajustement dans le coût du regroupement d'entreprises à la date d'acquisition si cet ajustement est probable et peut être mesuré de manière fiable.

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

1.4.4.1.1 Détermination des goodwills

Les goodwills représentent la différence entre le coût du regroupement d'entreprise (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 détermine un goodwill pour chaque transaction sur la base de la juste valeur des actifs, passifs et passifs éventuels identifiables acquis à la date d'échange. Pour la part d'intérêt déjà détenue ainsi que pour les éventuels intérêts minoritaires, la différence entre cette juste valeur des actifs et passifs et leur valeur comptable avant acquisition constitue une réévaluation et est par conséquent comptabilisée en capitaux propres.

S'agissant des acquisitions d'intérêts minoritaires, en l'absence de dispositions spécifiques dans les normes IFRS, le Groupe a maintenu le traitement comptable selon lequel, en cas d'acquisition complémentaire de titres d'une filiale déjà consolidée par intégration globale, aucune réévaluation complémentaire des actifs et passifs identifiables n'est enregistrée. Le goodwill correspond dès lors à la différence entre le prix d'acquisition du nouveau lot de titres et la quote-part complémentaire acquise dans l'actif net de l'entreprise.

Dans le cas où la juste valeur nette des actifs, passifs et passifs éventuels identifiables comptabilisés est supérieure au coût du regroupement d'entreprises, cette différence est immédiatement comptabilisée en résultat.

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

1.4.4.1.2 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) 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 1.4.7 «Examen de la valeur recouvrable des immobilisations corporelles et incorporelles».

Les pertes de valeur relatives à des goodwill ne sont pas réversibles et sont présentées sur la ligne «Dépréciation d'actifs» du compte de résultat.

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

1.4.4.2 Autres immobilisations incorporelles

1.4.4.2.1 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 du bilan sont peu significatifs.

1.4.4.2.2 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 opérées 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'eau de surface et souterraine qui ne sont pas amortis, leur attribution n'étant assortie d'aucune limitation de durée,
- des actifs de concessions,

L'amortissement des immobilisations incorporelles est constaté selon le mode linéaire, en fonction des durées d'utilité présentées dans le tableau ci-dessous (en années).

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

Certaines immobilisations incorporelles, dont la durée d'utilité est indéfinie, ne sont pas amorties.

1.4.4.2.3 Tests de perte de valeur

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, 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.

Ces immobilisations incorporelles sont testées au niveau du regroupement d'actifs pertinent (actif isolé ou Unité Génératrice de Trésorerie) déterminé conformément aux prescriptions de 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 incorporelles concernées. Les pertes de valeur relatives aux immobilisations 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. Les modalités de ces tests sont décrites au paragraphe 1.4.7.

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 de 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 le traitement alternatif proposé par IAS 23, 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.

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 linéairement sur les durées normales d'utilité suivantes :

Principales durées d'amortissement (années)		Minimum	Maximum
Installations techniques :			
-Energie :	Production - Transport	5	40
	Installation - Maintenance	3	10
	Aménagements hydrauliques	20	65
-Environnement		2	70
Autres immobilisations corporelles		2	33

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. 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.

1.4.5.3 Tests de perte de valeur

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 corporelles, celles-ci font l'objet d'un test de perte de valeur.

Ces immobilisations corporelles sont testées au niveau du regroupement d'actifs pertinent (actif isolé ou Unité Génératrice de Trésorerie) déterminé conformément aux prescriptions de 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 corporelles concernées.

Les pertes de valeur relatives aux immobilisations corporelles 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.

Les modalités de ces tests sont décrites au paragraphe 1.4.7.

1.4.6 Concessions

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.

Le 30 novembre 2006, l'IFRIC a publié l'interprétation IFRIC 12 - Service Concession Arrangements- qui traite de la comptabilisation de certains contrats de concession par le concessionnaire. Suez a décidé d'appliquer par anticipation les dispositions de cette interprétation qui sera obligatoire en 2008.

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.

Ainsi certaines infrastructures de concession ne répondant pas aux critères de IFRIC12 restent classées en tant qu'immobilisations corporelles.

En application d'IFRIC 12, les droits du concessionnaire sur les infrastructures des contrats de concession sont comptabilisées selon la nature du véritable débiteur (responsable du paiement) ainsi :

- le modèle «actif incorporel» est applicable quand le concessionnaire est payé en substance par l'utilisateur,
- et le modèle «actif financier» est applicable quand le concessionnaire 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, sont concernés 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 au bilan,
- 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 créance à hauteur du montant garanti par le concédant et en immobilisation incorporelle pour le solde.

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 du bilan 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.

1.4.7 Examen de la valeur recouvrable des immobilisations corporelles et incorporelles

Pour examiner la valeur recouvrable des immobilisations corporelles et incorporelles, celles-ci 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 oeuvre pour lesquelles les principales données économiques retenues sont :

- a. des taux d'actualisation qui sont fonction des particularités des entités opérationnelles concernées,
- b. 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 impôt appliqués à des flux de trésorerie après impôt. Leur utilisation aboutit à la détermination de valeurs recouvrables identiques à celles obtenues en utilisant des taux avant impôts 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, la dépréciation est inscrite sur la ligne «Dépréciation d'actifs» du compte de résultat.

1.4.8 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.

1.4.8.1 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.

1.4.8.2 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.

1.4.8.3 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.

1.4.9 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.

1.4.9.1 Traitement comptable des 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 au bilan pour une valeur nulle,
- les quotas acquis à titre onéreux sur le marché sont comptabilisés à leur coût d'acquisition.

A 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.

1.4.10 Instruments financiers

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

1.4.10.1 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.

1.4.10.1.1 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).

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 sociétés non cotées, la juste valeur est estimée à partir de techniques d'évaluation reconnues (référence à des transactions récentes, actualisation de flux de trésorerie futurs...).

Les variations de juste valeur sont comptabilisées directement en capitaux propres sauf lorsque la perte de valeur par rapport au coût d'acquisition historique est significative ou prolongée. Dans ce dernier cas, la perte de valeur est comptabilisée en résultat sur la ligne «dépréciations d'actifs». Seules les pertes de valeur sur des instruments de dettes (titres de dette/obligations) peuvent être reprises par résultat.

1.4.10.1.2 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 et des dépôts de garantie.

Lors de leur comptabilisation initiale, ces prêts et créances sont comptabilisés à leur juste valeur majorée des coûts de transaction. A 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 (se reporter au § 1.4.13).

1.4.10.1.3 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 § 1.4.11). Ces actifs financiers sont évalués à la juste valeur à la date de clôture et les variations de juste valeur sont comptabilisées en résultat.

1.4.10.2 Passifs financiers

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

Les passifs financiers sont ventilés au bilan 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.

1.4.10.2.1 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 comptabilisés 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.

1.4.10.2.2 Engagements d'achat d'intérêts minoritaires

Les autres passifs financiers comprennent notamment les puts sur minoritaires consentis par le Groupe.

En l'absence de précisions dans les textes IFRS, le Groupe a retenu le traitement comptable suivant pour ces engagements :

- 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 intérêts minoritaires. Lorsque la valeur de l'engagement excède le montant des intérêts minoritaires, 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 intérêts minoritaires se traduisent par une augmentation du goodwill,
- au compte de résultat, les intérêts minoritaires se voient affecter leur quote-part de résultat. Au bilan la quote-part de profit allouée aux intérêts minoritaires 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.

En cas de put à prix fixe, le passif correspond à la valeur actualisée du prix d'exercice.

En cas de put à la juste valeur ou à prix variable, le montant du passif est évalué sur la base d'une estimation de la juste valeur à la date de clôture ou de l'application des modalités contractuelles du prix d'exercice sur la base des derniers éléments connus.

La différence entre le montant du passif et le montant des intérêts minoritaires est comptabilisé en totalité en goodwill sans affectation à des écarts d'évaluation conformément à la méthode comptable retenue par le Groupe pour comptabiliser les acquisitions d'intérêts minoritaires.

1.4.10.3 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.

1.4.10.3.1 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 côtés ou non côtés 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 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 exclu du champ d'application d'IAS 39. Cette analyse donne lieu à la constitution d'une documentation spécifique.

1.4.10.3.2 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 au bilan 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).

1.4.10.3.3 Instruments dérivés de couverture : comptabilisation et présentation

Les instruments financiers dérivés qualifiés d'instruments de couverture sont systématiquement comptabilisés au bilan 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.

1.4.10.3.3.1 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 capitaux propres. Ces deux réévaluations se compensent au sein du compte de résultat, au montant près de la part inefficace de la couverture.

1.4.10.3.3.2 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 au bilan, ou de transactions futures non encore traduites au bilan, 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 capitaux propres 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.

1.4.10.3.3.3 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 capitaux propres 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.

1.4.10.3.3.4 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.

1.4.10.4 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 au bilan 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.

1.4.11 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.

1.4.12 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.

1.4.13 Contrats de construction

Les activités d'ingénierie et de construction de SUEZ entrent dans le champ d'application de la norme IAS 11 «Contrats de construction».

Conformément à cette norme, le Groupe applique la méthode de l'avancement, comme indiqué au § 1.4.16 «Chiffre d'affaires», pour déterminer les produits et les coûts du contrat à comptabiliser en résultat au titre de chaque période.

Lorsqu'il est probable que le total des coûts du contrat sera supérieur au total des produits, le Groupe comptabilise immédiatement une perte à terminaison en charge de la période.

Les paiements partiels reçus sur ces contrats dits de construction, avant que les travaux correspondants n'aient été exécutés, sont comptabilisés en avances et acomptes reçus au passif. Le montant des coûts encourus augmenté des profits comptabilisés et diminué des pertes comptabilisées ainsi que des facturations intermédiaires est déterminé. Si ce montant est positif, il est comptabilisé à l'actif en «montant dû par les clients au titre des contrats de construction» (au sein de la rubrique «Créances clients et comptes rattachés» du bilan). S'il est négatif, il est comptabilisé au passif en «montant dû aux clients au titre des contrats de construction» (au sein de la rubrique «Dettes fournisseurs et comptes rattachés» du bilan).

1.4.14 Paiements fondés sur des actions

IFRS 2 prévoit de constater une charge correspondant aux services rémunérés par des avantages octroyés aux salariés sous la forme de paiements en actions ou de paiements basés sur des 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. Ce modèle permet de tenir compte des caractéristiques du plan (prix d'exercice, période d'exercice), 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 avec une contrepartie directe en capitaux propres.

1.4.14.2 Actions gratuites

Par ailleurs, les plans d'actions gratuites SUEZ sont également comptabilisés conformément à IFRS 2. La charge de personnel correspondante est enregistrée en compte de résultat sur la période d'acquisition des droits avec une contrepartie en capitaux propres.

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. Ils sont comptabilisés conformément à IFRS 2.

1.4.15 Provisions

1.4.15.1 Provisions pour retraites et autres avantages du personnel

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'Etat 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 du bilan en «Autres actifs» courants ou non courants.

Concernant les avantages postérieurs à l'emploi, le Groupe a retenu l'option offerte par IAS 19 d'abandonner la méthode dite du « corridor »⁴ et de comptabiliser directement en capitaux propres les pertes et gains actuariels résultant des changements d'hypothèses actuarielles et des ajustements liés à l'expérience.

Les écarts actuariels ainsi comptabilisés en capitaux propres font partie de l'état des « charges et produits comptabilisés » ou « SORIE ». Le cas échéant, les ajustements provenant du plafonnement des actifs nets relatifs aux régimes surfinancés suivent la même méthode.

⁴ Auparavant, les écarts actuariels postérieurs au 1^{er} janvier 2004, n'étaient reconnus que lorsqu'ils excédaient 10% de la valeur la plus haute de l'engagement ou du fonds de couverture et la fraction excédant les 10% était constatée en contre partie du compte de résultat, de manière étalée sur la durée moyenne résiduelle d'activité des salariés concernés.

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 sont présentées 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 oeuvre 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.

Le chiffre d'affaires est comptabilisé lorsqu'il est considéré comme acquis suite à la formalisation d'un contrat avec la contrepartie.

Les clients résidentiels libéralisés faisant l'objet d'un relevé de consommation annuel, l'énergie livrée non relevée à la clôture de l'exercice est évaluée sur base d'historiques et de statistiques de consommation ainsi que d'estimation des prix de vente (énergie en compteur).

Dans le cadre de certains contrats de vente d'énergie à long terme, le Groupe peut percevoir une composante fixée indépendamment des volumes, dont le montant évolue sur la durée du contrat. En application d'IAS 18, le

chiffre d'affaires relatif à ces contrats 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

1.4.16.2.1 Environnement

1.4.16.2.1.1 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 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.

1.4.16.2.1.2 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, cartons, verre, métaux, plastiques... – pour les centres de tri et vente d'énergie – électricité ou chaleur – pour les incinérateurs).

1.4.16.2.2 Service 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, comme décrit au § 1.4.13. 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.

Il 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 Suez qui permet de présenter « un niveau de performance opérationnelle pouvant servir à une approche prévisionnelle de la performance récurrente⁵ ». 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 Suez, ces éléments correspondent aux dépréciations d'actifs, aux cessions d'actifs, aux charges de restructuration et au Mark to Market (MTM) des instruments financiers à caractère opérationnel et sont définis comme suit :

⁵ en conformité avec la Recommandation CNC 2004-R02, relative au compte de résultat, tableau de flux de trésorerie et tableau de variation des capitaux propres.

- Dépréciations d'actifs : cette rubrique comprend les pertes de valeur sur les actifs non courant.
- Cessions d'actifs : cette rubrique comprend les plus ou moins values de cession sur les actifs non courants, les sociétés consolidées et les titres disponibles à la vente.
- 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.
- 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.

1.4.18 Tableau des flux de trésorerie

Les « intérêts reçus d'actifs financiers non courants » sont classés dans les flux issus des activités d'investissement parce qu'il représentent un retour sur investissements. 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 la dette et la trésorerie ou équivalent de trésorerie sont gérées de façon globalisée au sein du département trésorerie Groupe.

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 dépréciation 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 du bilan 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.

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. Opérations majeures

2.1 Événements survenus en 2007

2.1.1 Offre publique d'achat sur les intérêts minoritaires de la Sociedad General De Aguas de Barcelona (AGBAR)

Le 1^{er} octobre 2007, SUEZ, la Caixa et Hisusa, entité détenue conjointement par SUEZ et la Caixa ont déposé auprès des autorités boursières espagnoles (CNMV) une offre publique d'achat sur la totalité des actions d'AGBAR qu'ils ne détenaient pas encore. Cette offre a été autorisée par la CNMV le 27 décembre 2007. Cette autorisation rend l'offre irrévocable et inconditionnelle.

Dans ce contexte, compte tenu du calendrier de l'offre, de sa nature et de ses caractéristiques, SUEZ a considéré qu'il avait pris un engagement irrévocable vis-à-vis des minoritaires. Le Groupe a donc comptabilisé dans ses états financiers 2007 une dette financière de 918 millions d'euros représentant la quote-part du Groupe (51%) de l'offre portant sur la totalité des titres AGBAR en contrepartie d'une diminution des intérêts minoritaires pour 406 millions d'euros et d'un goodwill pour 512 millions d'euros.

2.1.2 Développement stratégique dans les énergies éoliennes

Dans le cadre de sa politique de développement de sa production à partir d'énergies renouvelables, le groupe a acquis notamment des participations majoritaires dans la Compagnie du Vent en France et dans Ventus Energy au Canada. Ces deux sociétés représentent respectivement des capacités de production électrique à l'étude et/ou en développement de 6500 MW et de 2000 MW.

Electrabel a acquis le 16 novembre 2007 56,8% des titres de La Compagnie du Vent, premier développeur d'énergie éolienne en France pour 421,9 millions d'euros. Cette opération, après prise en compte d'un put sur minoritaires, a généré un goodwill de 633,9 millions d'euros. La Compagnie du vent est consolidée par intégration globale dans les comptes de SUEZ à compter du 31 décembre 2007. L'allocation du prix d'acquisition à la juste valeur des actifs et passifs acquis, actuellement en cours d'analyse, sera réalisée en 2008.

Le 21 septembre 2007, une filiale de SUEZ Energy International a acquis 100% des titres de la société canadienne de développement de projets d'énergie éolienne Ventus Energy, Inc pour 101,3 millions d'euros. Cette opération a généré un goodwill de 81,2 millions d'euros. Cette société est intégrée globalement dans les comptes de SUEZ depuis le 1^{er} octobre 2007 sur la base d'une allocation préliminaire du prix d'acquisition. L'allocation définitive sera finalisée en 2008.

2.1.3 Projet de fusion GDF-Suez

Les conseils d'administration de Gaz de France et SUEZ ont approuvé le 2 septembre 2007 les nouvelles orientations du projet de fusion conduisant à la création d'un leader mondial spécialisé dans l'énergie. La fusion devrait être réalisée durant le premier semestre 2008. Ces orientations prévoient une parité de 21 actions Gaz de France pour 22 actions SUEZ et la distribution concomitante aux actionnaires de SUEZ de 65% du pôle Environnement de SUEZ dans lequel GDF-SUEZ conservera une participation stable de 35% au sein d'un pacte d'actionnaires.

2.1.4 Effets en 2007 de la restructuration du secteur de la distribution en Belgique

Conformément aux accords pris dans le cadre de la libéralisation des marchés du gaz et de l'électricité, Electrabel a cédé 10,5 % de sa participation dans les Intercommunales Wallonnes et 40% de sa participation dans l'intercommunale bruxelloise et réalisé grâce à ces opérations une plus-value de 66,7 millions d'euros reconnue dans les comptes au 31 décembre 2007.

2.2 Événements survenus en 2006.

2.2.1 Sortie de l'Argentine

La société Aguas Argentinas a été déconsolidée à compter du 1er mars 2006 à la suite de la résiliation du contrat par le gouvernement argentin qui a provoqué son placement sous règlement judiciaire (concurso preventivo). Les actifs étaient dépréciés à 100% dans les comptes de l'exercice 2005.

2.2.2 Effets en 2006 de la restructuration du secteur de la distribution en Belgique

La mise en œuvre de la libéralisation des marchés du gaz et de l'électricité décrété par les différentes instances gouvernementales belges, en application des Directives Européennes, a provoqué chez Electrabel :

- La déconsolidation d'Electrabel Netten Vlaanderen, société d'exploitation des réseaux. Pour mémoire ENV contribuait au bilan consolidé au 31 décembre 2005 pour 856 millions d'euros à l'actif, 814 millions d'euros au passif et 19 millions d'euros de résultat net part du groupe.
- La cession de parts des sociétés intercommunales en Flandre. Electrabel a réduit sa participation au niveau convenu de 30% dans les intercommunales flamandes et réalisé par cette opération une plus-value de 236 millions d'euros reconnue dans les comptes au 31 décembre 2006.
- La constitution de Brussels Network Opérations, appelé à devenir l'opérateur des réseaux de distribution et sa cession en 2006 dans le cadre de l'ouverture totale du marché de l'énergie à Bruxelles à partir de 2007.

2.3 Événements survenus en 2005

2.3.1 Offre Publique Mixte sur Electrabel

Le groupe avait lancé en août 2005 une offre publique mixte sur les 49,9% de titres d'Electrabel qu'il ne détenait pas encore. Cette opération s'est pour l'essentiel traduite ainsi dans les comptes au 31 décembre 2005 :

- Investissement financier de 11 092 millions d'euros, dont 2 414 millions d'euros payés par échange de titres
- Augmentation de capital de 2 335 millions d'euros en numéraire
- Comptabilisation d'un goodwill de 7 332 millions d'euros
- Diminution des intérêts minoritaires de 3 760 millions d'euros.
- Quote-part de résultat net part du Groupe supplémentaire de 117 millions d'euros correspondant au résultat Electrabel à hauteur de la part acquise.

2.3.2 Cession de créances litigieuses

Le 5 septembre 2005, SUEZ a cédé sans recours à une institution financière des créances litigieuses sur l'Etat français pour un prix ferme et définitif de 995,4 millions d'euros. Les créances litigieuses cédées étant relatives à un impôt antérieurement acquitté par prélèvement sur les capitaux propres, le prix de leur cession a été porté en augmentation des capitaux propres.

2.3.3 Cession d'Eso/Elia

L'introduction en bourse de 57,14% titres d'Elia System Operator avait permis la comptabilisation d'une plus-value consolidée de 626 millions d'euros. Au terme de cette opération, le pourcentage d'intérêt du Groupe dans cette société mise équivalence a été ramené de 64,1% en 2004 à 27,45% en 2005.

NOTE - 3. Information sectorielle

En application de la norme IAS 14, le premier niveau d'information sectorielle est organisé par secteur d'activité et le second niveau par secteur géographique. Cette distinction correspond également aux systèmes internes d'organisation et à la structure de gestion du Groupe.

3.1 Secteurs d'activité

SUEZ est organisé autour de quatre secteurs : «électricité et gaz», «services à l'énergie», «environnement» et «autres». Afin d'assurer une meilleure compréhension de cette information, le Groupe distingue, au sein du secteur «électricité et gaz», l'activité exercée en Europe (SUEZ Energie Europe – **SEE**) et celle exercée à l'international (SUEZ Energie International – **SEI**).

Chacun de ces secteurs est géré séparément car chacun d'entre eux développe, fabrique et vend des produits et services distincts, ou s'adresse à des segments de clientèle distincts. La nature de l'activité de chacun de ces secteurs se présente comme suit :

- **Electricité et gaz** – les filiales concernées produisent de l'électricité, et/ou assurent la transmission et la distribution de celle-ci, et/ou assurent l'approvisionnement, le transport et la distribution de gaz :
 - en Europe (**SEE**), à travers Electrabel, Distrigaz et Fluxys, ces deux dernières étant cotées en Belgique,
 - et à l'international (**SEI**), *via* un portefeuille d'actifs de production, de transport et dans une moindre mesure de distribution d'électricité et de gaz, principalement aux Etats-Unis, au Brésil, au Chili, en Thaïlande et dans la zone Moyen-Orient ;
- **SUEZ Energie Services (SES)** – 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 (SE)** – 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.
- **Autres** – ce segment regroupe les contributions des entités holdings 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 au segment concerné. Par ailleurs, bien que détenue par Electrabel, Suez Tractebel SA est dans le segment « Autres ».

Les principes comptables retenus pour l'information sectorielle sont identiques à ceux appliqués pour l'établissement des comptes consolidés.

3.1.1 Information sectorielle compte de résultat

31 décembre 2007	Sous-total Electricité et Gaz							TOTAL
	SEE	SEI	SES	SE	Autres	ELIM		
<i>En millions d'euros</i>								
Total des Produits	17 638,8	6 577,3	24 216,1	11 309,6	12 032,3	0,0	(82,7)	47 475,4
- produits de l'activité (hors groupe)	17 610,3	6 577,3	24 187,5	11 265,6	12 022,2	0,0	0,0	47 475,4
- ventes interactivités (groupe)	28,6	0,0	28,6	44,0	10,1	0,0	(82,7)	0,0
Résultat brut d'exploitation	3 573,6	1 666,2	5 239,8	800,8	2 101,7	(177,5)		7 964,7
Résultat opérationnel courant	2 621,6	1 203,8	3 825,4	555,0	1 076,6	(281,6)		5 175,4
- Mtm sur instruments financiers à caractère opérationnel (IAS 32-39)	39,5	34,1	73,6	(0,1)	(5,8)	0,0		67,8
- Dépréciation d'actifs	0,2	(83,3)	(83,1)	(5,8)	(35,4)	(7,7)		(132,0)
- Restructurations	1,2	0,0	1,2	(15,6)	(12,3)	(15,8)		(42,6)
Résultat Sectoriel (IAS 14)	2 662,4	1 154,6	3 817,0	533,6	1 023,1	(305,1)		5 068,6
- Cession d'actifs	138,7	(76,1)	62,6	14,7	177,3	84,8		339,4
Résultat des activités opérationnelles	2 801,1	1 078,5	3 879,6	548,3	1 200,4	(220,3)		5 408,0
Amortissements et dépréciations (dans le ROC)	(625,6)	(344,3)	(969,8)	(195,5)	(794,5)	(3,4)		(1963,3)
Part dans les entreprises associées	398,7	19,0	417,8	15,8	22,6	1,7		457,9
<i>En millions d'euros</i>								
31 décembre 2006	Sous-total Electricité et Gaz							TOTAL
	SEE	SEI	SES	SE	Autres	ELIM		
<i>En millions d'euros</i>								
Total des Produits	15 990,0	6 297,4	22 287,4	10 680,9	11 443,5	0,0	(122,6)	44 289,2
- produits de l'activité (hors groupe)	15 971,4	6 241,6	22 213,0	10 637,2	11 439,0	0,0		44 289,2
- ventes interactivités (groupe)	18,6	55,8	74,4	43,6	4,5	0,0	(122,6)	0,0
Résultat brut d'exploitation	3 059,8	1 566,2	4 626,0	591,3	1 983,1	(117,0)		7 083,3
Résultat opérationnel courant	2 140,8	1 099,1	3 239,9	392,4	1 044,1	(179,9)		4 496,5
- Mtm sur instruments financiers à caractère opérationnel	65,7	(47,6)	18,1	0,0	(1,9)	0,9		17,1
- Dépréciation d'actifs	22,3	(86,6)	(64,3)	(23,5)	(53,9)	(8,7)		(150,3)
- Restructurations	(7,7)	0,0	(7,7)	(25,0)	1,0	(57,1)		(88,8)
Résultat Sectoriel (IAS 14)	2 221,2	964,9	3 186,0	343,9	989,4	(244,8)		4 274,6
- Cession d'actifs	288,3	145,0	433,2	111,8	153,5	394,6		1 093,1
Résultat des activités opérationnelles	2 509,4	1 109,8	3 619,3	455,7	1 142,8	149,9		5 367,6
Amortissements et dépréciations (dans le ROC)	(585,7)	(386,1)	(971,8)	(234,5)	(733,8)	(2,0)		(1942,1)
Part dans les entreprises associées	325,7	17,7	343,4	(3,2)	20,6	11,9		372,7
<i>En millions d'euros</i>								
31 décembre 2005	Sous-total Electricité et Gaz							TOTAL
	SEE	SEI	SES	SE	Autres	ELIM		
<i>En millions d'euros</i>								
Total des Produits	14 214,4	5 878,5	20 092,9	10 359,9	11 091,5	0,0	(55,4)	41 488,9
- produits de l'activité (hors groupe)	14 193,0	5 878,5	20 071,6	10 328,7	11 088,6	0,0		41 488,9
- ventes interactivités (groupe)	21,4	0,0	21,4	31,1	2,9	0,0	(55,4)	0,0
Résultat brut d'exploitation	2 854,4	1 334,7	4 189,1	562,7	1 914,3	(157,9)		6 508,2
Résultat opérationnel courant	1 963,2	746,6	2 709,8	358,8	1 003,5	(169,9)		3 902,2
- Mtm sur instruments financiers à caractère opérationnel (IAS 32-39)	(229,1)	78,9	(150,2)	(0,5)	0,5	(0,9)		(151,1)
- Dépréciation d'actifs	(78,9)	(269,4)	(348,3)	(84,0)	(209,1)	(16,5)		(657,9)
- Restructurations	13,0	0,0	13,0	(86,7)	(22,4)	(5,4)		(101,5)
Résultat Sectoriel (IAS 14)	1 668,2	556,1	2 224,3	187,6	772,5	(192,7)		2 991,7
- Cession d'actifs	714,4	245,2	959,6	41,5	493,0	35,8		1 529,9
Résultat des activités opérationnelles	2 382,6	801,3	3 183,9	229,1	1 265,5	(156,9)		4 521,6
Amortissements et dépréciations (dans le ROC)	(457,6)	(353,9)	(811,5)	(210,0)	(721,7)	(10,1)		(1753,3)
Part dans les entreprises associées	473,8	33,1	506,9	33,3	18,8	6,5		565,5

3.1.2 Information sectorielle bilan

31 décembre 2007	SEE	SEI	Sous-total Electricité et Gaz	SES	SE	Autres	TOTAL
Actifs sectoriels (IAS 14)	29 625,2	9 110,4	38 735,6	7 877,5	14 534,2	366,3	61 513,6
Passifs sectoriels (IAS 14)	14 326,6	2 131,5	16 458,1	6 248,9	6 792,8	497,9	29 997,7
Participations dans les entreprises associées	857,5	41,8	899,3	21,0	236,1	57,9	1 214,3
Capitaux Employés (fin de période)	17 245,8	7 489,1	24 734,9	1 884,0	9 183,6	1 296,4	37 098,9

31 décembre 2006	SEE	SEI	Sous-total Electricité et Gaz	SES	SE	Autres	TOTAL
<i>En millions d'euros</i>							
Actifs sectoriels (IAS 14)	26 413,2	8 929,4	35 342,5	7 357,4	13 684,1	264,4	56 648,5
Passifs sectoriels (IAS 14)	13 699,6	2 148,9	15 848,5	5 990,7	6 865,5	435,5	29 140,2
Participations dans les entreprises associées	801,0	95,7	896,7	6,9	220,7	135,3	1 259,7
Capitaux Employés (fin de période)	15 221,1	7 371,3	22 592,4	1 643,4	8 249,7	616,2	33 101,8

31 décembre 2005	SEE	SEI	Sous-total Electricité et Gaz	SES	SE	Autres	TOTAL
Actifs sectoriels (IAS 14)	27 653,6	10 527,5	38 181,1	7 157,3	13 214,4	282,7	58 835,5
Passifs sectoriels (IAS 14)	16 707,4	3 672,9	20 380,3	5 679,6	7 145,7	638,6	33 844,2
Participations dans les entreprises associées	2 371,7	392,1	2 763,8	11,5	255,9	123,7	3 154,9
Capitaux Employés (fin de période)	14 790,9	8 579,3	23 370,2	1 739,5	7 590,7	549,2	33 249,5

3.1.3 Information sectorielle flux de trésorerie

31 décembre 2007	Sous-total Electricité et Gaz						TOTAL
	SEE	SEI	SES	SE	Autres		
Marge brute d'autofinancement avant charges financières et impôts	3 338,8	1 589,1	4 927,9	743,2	1 823,8	(228,3)	7 266,6
Investissements corporels et incorporels (a)	1 143,1	539,3	1 682,4	321,0	1 086,0	9,7	3 099,1
Cessions d'actifs corporels et incorporels (b)	10,1	10,7	20,8	55,5	51,5	2,4	130,1

31 décembre 2006	Sous-total Electricité et Gaz						TOTAL
	SEE	SEI	SES	SE	Autres		
<i>En millions d'euros</i>							
Marge brute d'autofinancement avant charges financières et impôts	2 952,9	1 414,2	4 367,1	500,3	1 784,5	(268,5)	6 383,4
Investissements corporels et incorporels (a)	786,8	315,5	1 102,3	250,9	993,0	7,9	2 354,1
Cessions d'actifs corporels et incorporels (b)	29,1	14,3	43,4	78,2	52,9	1,9	176,4

31 décembre 2005	Sous-total Electricité et Gaz						TOTAL
	SEE	SEI	SES	SE	Autres		
Marge brute d'autofinancement avant charges financières et impôts	2 646,1	1 267,2	3 913,3	457,0	1 656,2	(275,6)	5 750,9
Investissements corporels et incorporels (a)	1 116,1	256,1	1 372,2	264,1	977,5	7,5	2 621,3
Cessions d'actifs corporels et incorporels (b)	263,7	16,1	279,8	37,6	73,5	(0,6)	390,3

(a) Les investissements corporels et incorporels sont présentés ici hors variation des dettes sur immobilisations. Celle-ci s'élève à respectivement +30,6 millions d'euros au 31 décembre 2007, +13,5 millions d'euros au 31 décembre 2006 et +45,8 millions d'euros au 31 décembre 2005.

(b) De même, les cessions d'actifs corporels et incorporels sont présentées hors variation des créances sur immobilisations. Celle-ci s'élève à respectivement + 1,0 millions d'euros au 31 décembre 2007, +5,5 millions d'euros au 31 décembre 2006 et - 35,4 millions d'euros au 31 décembre 2005.

3.2 Zones géographiques

Les postes 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 autres informations.

En millions d'euros	Produits			Actifs sectoriels			Investissements			Capitaux Employés		
	31 déc. 2007	31 déc. 2006	31 déc. 2005	31 déc. 2007	31 déc. 2006	31 déc. 2005	31 déc. 2007	31 déc. 2006	31 déc. 2005	31 déc. 2007	31 déc. 2006	31 déc. 2005
France	11 932,5	10 808,9	9 719,7	13 597,7	12 630,0	10 298,9	739,0	613,5	519,1	5 899,0	5 003,7	4 008,5
Belgique	11 758,8	11 217,5	10 961,6	21 186,2	19 045,5	22 743,6	619,9	473,7	596,9	10 119,2	9 124,3	10 123,1
Autres pays UE	13 467,4	12 341,1	10 956,9	13 770,0	12 692,5	11 643,2	945,8	740,8	956,8	11 595,2	9 717,1	8 700,4
Autres pays d'Europe	756,5	706,7	688,1	443,4	419,6	351,5	7,4	6,6	4,3	154,5	129,8	132,8
Amérique du Nord	4 189,3	4 184,4	4 092,1	5 697,0	6 235,5	7 517,0	193,5	240,0	231,6	4 025,5	4 422,5	5 008,3
Amérique du Sud	2 205,8	1 862,7	2 120,3	3 399,0	2 977,1	3 303,0	412,0	169,3	155,6	2 718,3	2 438,6	2 803,9
Asie, Moyen Orient et Océanie	2 445,7	2 496,5	2 350,0	3 035,8	2 273,3	2 642,9	161,5	93,3	135,5	2 515,0	2 191,4	2 374,0
Afrique	719,4	671,3	600,2	384,5	375,1	335,4	20,0	16,8	21,5	72,3	74,5	98,5
Total	47 475,4	44 289,2	41 488,9	61 513,6	56 648,5	58 835,5	3 099,1	2 354,1	2 621,3	37 098,8	33 101,8	33 249,5

Les données 2006 et 2005 ont été retraitées et font figurer Baymina (Turquie) dans la zone Asie, Moyen-Orient et Océanie (auparavant dans « Autres pays d'Europe »).

3.3 Réconciliation des indicateurs avec les états financiers

3.3.1 ACTIFS SECTORIELS

	31 déc. 2007	31 déc. 2006	31 déc. 2005
Immobilisations incorporelles	3 497,7	3 488,1	3 453,5
Goodwills	14 902,8	13 404,6	13 033,2
Immobilisations corporelles	22 597,1	21 002,8	20 212,4
Autres créances au coût amorti		0,0	20,9
Instruments financiers dérivés non relatifs à la dette nette (Note 14.1.3)	3 788,1	3 742,0	5 996,6
Clients et autres débiteurs	11 869,3	10 412,2	10 394,7
Stocks	1 571,8	1 483,4	1 344,8
Autres actifs courants et non courants (Note 17)	3 286,8	3 115,4	4 379,4
TOTAL ACTIFS SECTORIELS	61 513,6	56 648,5	58 835,5
AUTRES ACTIFS NON SECTORIELS	17 613,6	16 786,1	21 607,6
TOTAL ACTIF	79 127,2	73 434,6	80 443,1

3.3.2 PASSIFS SECTORIELS

	31 déc. 2007	31 déc. 2006	31 déc. 2005
Provisions (courant et non courant) (Note 19)	9 555,1	9 785,9	10 843,1
Instruments financiers dérivés non relatifs à la dette nette (Note 14.2.2)	3 811,6	3 941,7	7 116,1
Fournisseurs et autres créanciers	10 038,1	9 209,4	10 078,8
Autres passifs courants et non courants	6 592,9	6 203,3	5 806,2
TOTAL PASSIFS SECTORIELS	29 997,7	29 140,2	33 844,2
AUTRES PASSIFS NON SECTORIELS	49 129,5	44 294,4	46 598,9
TOTAL PASSIF	79 127,2	73 434,6	80 443,1

3.3.3 CAPITAUX EMPLOYÉS

	31 déc. 2007	31 déc. 2006	31 déc. 2005
+ ACTIFS SECTORIELS	61 513,6	56 648,5	58 835,5
- PASSIFS SECTORIELS	29 997,7	29 140,2	33 844,2
+ Titres disponibles à la vente (hors variation de fair value)	2 688,1	1 725,1	1 840,5
+ Prêts et créances au coût amorti (hors variation de fair value)	2 521,6	2 565,6	2 636,6
+ Participation dans les entreprises associées (Note 12)	1 214,3	1 259,7	3 154,9
- Instruments financiers dérivés non relatifs à la dette nette	(23,5)	(200,0)	(1 119,8)
- Pertes / gains actuariels sur retraites	86,6	(310,5)	(365,0)
- Autres passifs financiers	778,0	467,5	858,5
= Capitaux employés	37 098,8	33 101,8	33 249,5

3.3.4 RESULTAT BRUT D'EXPLOITATION

	31 déc. 2007	31 déc. 2006	31 déc. 2005
Résultat Opérationnel Courant	5 175,4	4 496,5	3 902,2
- Dotations nettes aux amortissements et provisions (yc celles incluses dans les charges de personnel)	(1 786,1)	(1 684,8)	(1 701,9)
+ Revenus financiers hors intérêts	200,4	283,5	140,4
+ Part dans le résultat des entreprises associées	457,9	372,7	565,5
- Paiements en actions (IFRS 2)	(110,7)	(31,6)	(26,9)
- Charges nettes décaissées des concessions	(234,2)	(214,2)	(171,3)
Résultat Brut d'Exploitation	7 964,7	7 083,3	6 508,2

3.4 Endettement financier par secteur d'activité

La répartition par secteur d'activité contractant la dette brute et la dette nette est la suivante :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2007		31 déc. 2006		31 déc. 2005	
	Brut	Net	Brut	Net	Brut	Net
SEE	5 763,0	2 307,3	3 790,2	(680,9)	3 918,2	(3 287,2)
SEI	3 235,9	2 092,5	2 619,2	1 718,4	2 941,7	1 519,8
<i>Sous total Electricité et Gaz</i>	<i>8 998,9</i>	<i>4 399,8</i>	<i>6 409,4</i>	<i>1 037,5</i>	<i>6 859,9</i>	<i>(1 767,4)</i>
SES	914,4	414,9	1 189,2	546,1	1 148,1	515,4
SE	4 958,4	3 720,1	4 127,6	3 218,8	4 588,1	3 609,2
AUTRES	6 975,3	4 557,0	8 092,4	5 646,2	13 155,1	11 451,4
Total	21 847,0	13 091,9	19 818,6	10 448,6	25 751,2	13 808,6

La répartition par secteur d'activité utilisant la dette nette est la suivante :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2007	31 déc. 2006	31 déc. 2005
SEE	13 885,0	(3 655,8)	(3 688,1)
SEI	5 055,0	4 767,9	6 184,3
<i>Sous total Electricité et Gaz</i>	<i>18 940,0</i>	<i>1 112,1</i>	<i>2 496,2</i>
SES	252,7	241,9	607,3
SE	5 350,4	3 854,2	3 844,7
AUTRES	(11 451,1)	5 240,4	6 860,4
Total	13 091,9	10 448,6	13 808,6

La variation de l'endettement entre les secteurs SEE et Autres tient essentiellement à la cession interne de SUEZ Tractebel, entre Suez et Electrabel, pour un montant de 18,2 milliards d'euros.

NOTE - 4. Résultat opérationnel courant

<i>En millions d'euros</i>	31 décembre 2007	31 décembre 2006	31 décembre 2005
Chiffre d'affaires	47 475,4	44 289,2	41 488,9
Achats	(21 289,4)	(21 010,0)	(18 678,7)
Charges de personnel	(8 141,5)	(7 640,8)	(7 902,9)
Amortissements, dépréciations et provisions	(1 912,7)	(1 684,8)	(1 701,9)
Autres produits et charges opérationnels	(10 956,4)	(9 457,1)	(9 303,2)
RESULTAT OPERATIONNEL COURANT	5 175,4	4 496,5	3 902,2

4.1 Chiffre d'affaires

La répartition du chiffre d'affaires du Groupe par catégorie (se reporter à la Note 1.4.17) est la suivante :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2007	31 déc. 2006	31 déc. 2005
Produits des ventes d'énergies	24 986,4	22 669,1	18 756,8
Produits des prestations de services	20 956,7	19 982,5	21 208,6
Produits de location et contrats de construction	1 532,3	1 637,6	1 523,5
Chiffre d'affaires	47 475,4	44 289,2	41 488,9

En 2007, les produits de location et les contrats de construction représentent respectivement 694,5 millions d'euros et 837,8 millions d'euros (contre 780,7 millions d'euros et 856,9 millions d'euros en 2006).

La diminution du chiffre d'affaires généré par les "Produits de location, contrats de construction" est liée à la baisse de l'activité "Ingénierie" de Degrémont, qui avait été marquée par une activité particulièrement soutenue en 2006.

4.2 Charges de personnel

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2007	31 déc. 2006	31 déc. 2005
Salaires et charges / charges de retraite	(8 016,4)	(7 582,0)	(7 864,3)
Paiements fondés sur des actions	(125,1)	(58,8)	(38,6)
Total	(8 141,5)	(7 640,8)	(7 902,9)

Les charges nettes relatives aux régimes de retraite (à cotisations et à prestations définies) sont présentées en Note 20.

Les dotations et reprises aux provisions pour engagements de retraite sont comprises en 2007 dans les charges de personnel alors qu'elles étaient classées en amortissements, dépréciations et provisions en 2006 et 2005. Les reprises nettes enregistrées sur les exercices 2007, 2006 et 2005 se sont élevées respectivement à 126,6 millions d'euros, 132,7 millions d'euros et 166,4 millions.

Les paiements fondés sur actions sont détaillés dans la Note 26.

4.3 Amortissements, dépréciations et provisions

Les montants indiqués ci-dessous sont nets de reprise.

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2007	31 déc. 2006	31 déc. 2005
Amortissements	(2 016,3)	(1 874,7)	(1 769,1)
Dépréciations sur stocks et créances commerciales	53,0	(67,3)	15,6
Provisions	50,6	257,2	51,6
Total	(1 912,7)	(1 684,8)	(1 701,9)

Les amortissements se répartissent en 280,6 millions d'euros pour les immobilisations incorporelles et 1 735,7 millions d'euros pour les immobilisations corporelles. La répartition par nature d'actif se trouve dans les notes 10 et 11.

4.4 Autres produits et charges opérationnels

La variation des "Autres produits et charges opérationnels" est notamment liée au changement de méthode de consolidation de la Compagnie Nationale du Rhône (comptabilisée en intégration globale à compter du 31 décembre 2006 ; Cf. note 12.1) ainsi qu'à l'entrée dans le périmètre de consolidation de différentes entités de Suez Environnement en France et en Grande Bretagne.

NOTE - 5. Résultat des Activités Opérationnelles

<i>En millions d'euros</i>	31 décembre 2007	31 décembre 2006	31 décembre 2005
RESULTAT OPERATIONNEL COURANT	5 175,4	4 496,5	3 902,2
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	67,8	17,1	(151,1)
Dépréciations d'actifs corporels, incorporels et financiers	(132,0)	(150,3)	(657,9)
Restructurations	(42,6)	(88,8)	(101,5)
Cessions d'actifs	339,4	1 093,1	1 529,9
RESULTAT DES ACTIVITES OPERATIONNELLES	5 408,0	5 367,6	4 521,6

5.1 MtM sur instrument financiers à caractère opérationnel

La contribution au résultat des activités opérationnelles du Groupe représente un produit de 67,8 millions d'euros au 31 décembre 2007 qui résulte essentiellement des éléments suivants :

- afin d'optimiser leurs marges, certaines entités du Groupe mettent en œuvre des stratégies de couverture économique au travers de contrats à terme (avec ou sans livraison physique) négociés sur les marchés de gros, qui visent à réduire la sensibilité des marges du Groupe aux variations des prix des matières premières ; toutefois, dans la mesure où ces stratégies couvrent l'exposition nette au risque de prix des entités concernées, ces stratégies ne sont pas éligibles à la comptabilité de couverture au regard des dispositions de la norme IAS 39 – «*Instruments financiers – comptabilisation et évaluation*». En conséquence, toutes les variations de juste valeur sur l'exercice 2007 des contrats à terme concernés doivent être traduites au compte de résultat. L'évolution de la juste valeur de ces positions représente ainsi un bénéfice d'opportunité plutôt qu'un gain économique et se traduit par un produit net de l'exercice de 64 millions d'euros ;
- le Groupe a mis à disposition du marché des capacités de production en heure de pointe, par le biais de mises aux enchères d'options («*virtual power plant*») ; ces contrats sont qualifiés d'instruments dérivés au regard de la norme IAS 39. Les variations de juste valeur de ces options sur la période se traduisent par un produit de 9,5 millions d'euros au 31 décembre 2007.
- des gains et pertes sont enregistrés en compte de résultat au titre (i) de la part inefficace des stratégies de couverture de flux de trésorerie futurs sur actifs non financiers (*cash-flow hedges*) et (ii) de l'effet de la déqualification en 2007 de certains instruments de couverture du risque matières premières, lorsque l'efficacité de la relation de couverture ne peut plus être démontrée. L'impact est négatif à hauteur de 25,7 millions d'euros ;
- l'évolution favorable de la juste valeur de dérivés incorporés contenus dans les contrats matières premières, qui au regard de la norme IAS 39 ont dû être comptabilisés séparément, se traduit par un effet positif de 22 millions d'euros.

5.2 Dépréciation des actifs corporels, incorporels et financiers

<i>En millions d'euros</i>	30 déc. 2007	31 déc. 2006	31 déc. 2005
Dépréciations d'actifs :			
Goodwills	(1,3)	(11,6)	(114,8)
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles	(113,9)	(131,7)	(448,0)
Actifs financiers	(40,5)	(48,6)	(117,0)
Total	(155,7)	(191,9)	(679,8)
Reprises de pertes de valeur :			
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles	0,9	8,0	10,2
Actifs financiers	22,8	33,7	11,7
Total	23,7	41,6	21,9
Total	(132,0)	(150,3)	(657,9)

En cas de survenance de facteurs défavorables significatifs (litiges contractuels, dégradation de l'environnement économique d'un secteur d'activité ou d'un pays), le Groupe réexamine la valeur d'utilité des actifs et peut être amené à déprécier certains d'entre eux. En 2007 comme en 2006 la dépréciation a principalement porté sur SUEZ Energie International aux Etats Unis, dans un environnement persistant de prix défavorables sur certaines centrales merchant alors qu'en 2005 les dépréciations ont affecté les activités de SUEZ Environnement à l'international (Brésil, Argentine,...), SUEZ Energie International aux Etats-Unis et SUEZ Energie Services aux Pays-Bas.

Toutes les unités génératrices de trésorerie goodwill (U.G.T.) font l'objet d'un test d'impairment réalisé en 2007 sur la base de données à fin juin 2007, complété par une revue des événements du second semestre. L'évaluation de la valeur recouvrable des U.G.T. prend en compte trois scénarii (« low », « medium » et « high »). Le scénario « medium » est privilégié dans la comparaison de la valeur recouvrable de l'U.G.T. et sa valeur nette comptable.

Les taux d'actualisation retenus correspondent à un coût moyen pondéré du capital ajusté afin de tenir compte des risques métier, pays et devises liés à chaque U.G.T. examinée. Ils sont fonction d'un taux de marché sans risque et d'une prime de risque pays.

Les taux retenus en 2007 lors de l'examen de la valeur d'utilité des actifs pour l'actualisation des flux de trésorerie étaient compris entre 5,2% et 15,3% alors qu'ils étaient compris entre 5,1% et 12,3% en 2006 et entre 5% et 14,6% en 2005.

5.2.1 Dépréciations des goodwills

A l'exception de l'Unité Génératrice de Trésorerie (UGT) Electrabel Benelux, le montant individuel des différents goodwills alloués aux autres UGT ne représente pas plus de 5% de la valeur totale des goodwills du Groupe.

- UGT Electrabel Benelux

Le montant total des goodwills alloués à cette UGT s'élève à 9,2 milliards d'euros au 31 décembre 2007. Cette UGT regroupe les activités de production, de commercialisation et de distribution d'électricité du Groupe en Belgique, aux Pays-Bas et au Luxembourg.

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 au 30 juin 2007.

Cette estimation utilise des projections de flux de trésorerie établies à partir des prévisions financières approuvées par la Direction, couvrant une période de six ans, et un taux d'actualisation de 7 %. Les flux de trésorerie au-delà de cette période ont été extrapolés pour la détermination d'une valeur terminale.

Les hypothèses clés comprennent notamment 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. Le taux sans risque et la prime de risque de marché reflètent les sources externes d'informations disponibles.

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

- Autres UGT

Le tableau ci dessous décrit les hypothèses utilisées dans l'examen de la valeur recouvrable des autres principales Unités Génératrice de Trésorerie :

Unités génératrices de trésorerie	Méthode de valorisation	Taux d'actualisation
Electrabel France :		
SHEM	DCF	[5,2% - 8%]
Compagnie National du Rhône (CNR)	DCF	7,10%
United Water	multiples + DCF	5,24%
Sita UK	DCF	6,70%
Polaniec	DCF	7,90%
Agbar	cours de bourse	
Sita Nederland BV	DCF	6.9%
Sita France	DCF	5,70%
Sita Deutschland	DCF	7%

5.2.2 Dépréciation des autres actifs

Compte tenu de conditions réglementaires et de marchés aux Etats Unis demeurant difficiles pour certaines unités (« merchant »), le Groupe a été amené à réaliser des tests de dépréciation établis sur la base de flux de trésorerie futurs actualisés au taux de 9 % en 2007 comme en 2006 et 2005. Ces tests ont conduit le groupe à comptabiliser une dépréciation d'actifs de 72 millions d'euros en 2007, contre 68 millions d'euros en 2006 et 217 millions d'euros en 2005.

5.3 Restructurations

En 2007 comme en 2006, la mise en œuvre des plans de restructurations prévus a eu un impact marginal sur les comptes après reprise des provisions constatées antérieurement. En effet, l'essentiel des coûts constatés au cours de ces deux exercices étaient constitué de frais engagés dans le cadre du projet de fusion avec Gaz de France. Les frais enregistrés en charges à ce titre ont représenté 15,8 millions d'euros en 2007 et 57 millions d'euros en 2006.

En 2005, le programme de restructurations poursuivi essentiellement au sein des activités de Services à l'Energie, a représenté 84,4 millions d'euros, principalement aux Pays-Bas et en France au titre de provisions pour restructuration. Les dépenses de restructurations liées à la mise en place des plans s'étaient élevées en 2005 à 211,3 millions d'euros, compensées par des reprises de provisions à hauteur de 194,2 millions d'euros.

5.4 Résultat de cessions d'actifs

- En 2007, les cessions d'actifs représentent une plus-value nette de 339,4 millions d'euros contre 1 093,1 millions d'euros en 2006 et 1 529,9 millions d'euros en 2005.

Les principales plus-values de cession constatées en 2007 résultent des opérations suivantes :

- la cession de parts de sociétés intercommunales bruxelloise et wallonnes
 - Dans le cadre des dispositifs légaux et réglementaires prévoyant d'une part la libéralisation du marché de l'énergie et d'autre part la désignation des intercommunales comme gestionnaire de réseau de distribution dans le cadre des accords conclus en 2001 et 2005 sur la restructuration des réseaux de distribution, Electrabel a cédé une partie de ses participations dans les intercommunales wallonnes et bruxelloise. La plus-value constatée dans les comptes au 31 décembre 2007 représente un montant global de 66,7 millions d'euros.
 - la cession de 3% des actions détenues par Electrabel dans le capital d'Elia en vertu des engagements pris dans le cadre de l'offre publique de rachat des minoritaires d'Electrabel lancée par SUEZ en 2005. Cette opération a généré une plus value de cession de 25 millions d'euros.
 - la cession de 53,1% des titres détenues par AGBAR dans la société APPLUS, spécialisée dans l'inspection technologique et la certification. La plus-value reconnue dans les comptes au 31 décembre 2007 représente un montant de 125 millions d'euros
 - les cessions de diverses participations non stratégiques, en majeure partie cotées, représentant une plus value nette de 68,8 millions d'euros.
- Les principales plus-values de cession constatées en 2006 ont résulté des opérations ci-dessous :

Cession de parts de sociétés intercommunales en Flandre

En application des accords conclus en 2001 et 2005 sur la restructuration des réseaux de distribution en Flandre, Electrabel s'était engagée à réduire ses participations dans les intercommunales flamandes au niveau convenu de 30% au plus tard le 5 septembre 2006. Ces opérations ont été réalisées et une plus-value de 236 millions d'euros a été reconnue dans les comptes au 31 décembre 2006.

Cession des titres REVA

SES Espana a cédé le 29 juin 2006 la totalité de ses titres dans la société REVA. La plus-value constatée dans les comptes consolidés au 31 décembre 2006 s'élevait à 129 millions d'euros.

Cession des titres M6

SUEZ a cédé à la Compagnie Nationale à Portefeuille (CNP) sa participation résiduelle de 5% dans M6, enregistrant avec cette opération une plus-value nette de 120 millions d'euros en 2006.

Cession de 9 Cegetel

SUEZ Communication a cédé le 24 octobre 2006 la totalité de sa participation dans Neuf Cegetel à l'occasion de son introduction en bourse, enregistrant une plus value de 270 millions d'euros.

En 2006, outre les cessions décrites ci-dessus, les plus-values de cessions comprenaient celles relatives aux ventes de la participation résiduelle dans Colbùn (77 millions d'euros) et dans Hanjin City Gas (50 millions d'euros).

- En 2005, le poste enregistré pour l'essentiel les effets de la cession de 36,6% d'ESO/Elia dans le cadre de l'introduction en bourse pour 626 millions d'euros, de la vente par le Groupe de sa participation résiduelle dans Northumbrian pour 263 millions d'euros et de la cession de 9,57% de Tractebel Energia dans le cadre d'une introduction en Bourse pour 168 millions d'euros.

NOTE - 6. Résultat financier

<i>En millions d'euros</i>	31 décembre 2007			31 décembre 2006			31 décembre 2005		
	Charges	Produits	Total	Charges	Produits	Total	Charges	Produits	Total
Coût de la dette nette	(1 257,0)	584,0	(673,0)	(1 157,8)	327,6	(830,2)	(1 090,8)	290,6	(800,2)
Charges d'intérêts sur dette brute	(1 257,0)	-	(1 257,0)	(1 097,7)	-	(1 097,7)	(1 077,3)	-	(1 077,3)
Résultat de change sur dettes financières et couvertures	-	111,9	111,9	(9,6)	-	(9,6)	-	0,4	0,4
Résultat des couvertures sur emprunts	-	11,9	11,9	(50,5)	-	(50,5)	(11,1)	-	(11,1)
Résultat sur trésorerie et équivalents de trésorerie, et actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	-	460,2	460,2	-	327,6	327,6	(2,4)	290,2	287,8
Remboursement anticipé ORA FORTIS								166,6	166,6
Autres produits et charges financiers	(452,5)	403,3	(49,1)	(452,8)	552,0	99,2	(491,4)	399,7	(91,7)
Résultat Financier	(1 709,5)	987,3	(722,1)	(1 610,6)	879,6	(731,0)	(1 582,2)	856,9	(725,3)

6.1 Coût de la dette nette

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2007	31 déc. 2006	31 déc. 2005
Charges d'intérêts sur dette brute	(1 257,0)	(1 097,7)	(1 077,3)
Résultat de change sur dettes financières et couvertures	111,9	(9,6)	0,4
Résultat des couvertures sur emprunts	11,9	(50,5)	(11,1)
Résultat sur trésorerie et équivalents de trésorerie, et actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	460,2	327,6	287,8
Coût de la dette nette	(673,0)	(830,2)	(800,2)

Le résultats de change évolue sous l'effet positif enregistré sur le réal brésilien dans le cadre du remboursement de Floating Rate Notes chez SUEZ Energie International pour 147 millions d'euros.

6.2 Remboursement anticipé de l'ORA FORTIS

Au cours du premier semestre 2005, le Groupe avait procédé au remboursement anticipé de l'emprunt obligataire remboursable en actions FORTIS.

Le Groupe avait par ailleurs cédé 13,75 millions de titres Fortis rendus libres à l'issue du remboursement de l'emprunt obligataire.

Ces deux opérations ont permis au Groupe de se désengager de sa participation dans Fortis et se sont traduites par un résultat financier de 166,6 millions d'euros.

6.3 Autres charges financières

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2007	31 déc. 2006	31 déc. 2005
Désactualisation des provisions	(372,5)	(335,5)	(330,1)
Charges d'intérêts sur fournisseurs et autres créanciers	(73,4)	(22,4)	(21,1)
Pertes de change	(4,3)	(21,1)	(17,7)
Autres charges financières	(2,2)	(73,8)	(122,5)
Total	(452,5)	(452,8)	(491,4)

6.4 Autres produits financiers

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2007	31 déc. 2006	31 déc. 2005
Produits des titres disponibles à la vente	202,4	288,7	134,3
Produits d'intérêts sur clients et autres débiteurs	95,8	23,8	15,9
Produits d'intérêts sur prêts et créances au coût amorti	82,3	63,7	80,1
Gain de change	0,0	11,3	15,7
Autres produits financiers	22,8	164,5	153,7
Total	403,3	552,0	399,7

Les autres produits nets financiers incluent notamment l'effet favorable pour 19,0 millions d'euros de la renégociation de la dette de Santa Fe en Argentine en 2005 alors qu'ils incluent en 2006 l'effet favorable de la renégociation de la dette d'Agua Argentinas pour 56,4 millions d'euros.

NOTE - 7. Impôts

7.1 Analyse de la charge d'impôts comptabilisée en résultat

7.1.1 Ventilation de la charge d'impôt

La charge d'impôt comptabilisée en résultat de l'exercice s'élève à 527,5 millions d'euros (contre 815,1 millions d'euros en 2006). La ventilation de cette charge d'impôt s'établit comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	2007	2006	2005
Impôt exigible			
France	(147,2)	(59,1)	(41,8)
Etranger	(827,2)	(726,3)	(705,5)
Total	(974,4)	(785,4)	(747,3)
Impôts différés			
France	495,2	11,5	(27,3)
Etranger	(48,3)	(41,2)	189,3
Total	446,9	(29,7)	162,0
Charge totale d'impôts comptabilisée en résultat	(527,5)	(815,1)	(585,3)

SUEZ est mère d'un groupe fiscal de 237 sociétés en 2007. D'autres groupes fiscaux ont été constitués lorsque cela était possible.

En 2007, l'impôt exigible relatif à des périodes antérieures ainsi que l'impôt résultant des opérations de cession sont non significatifs.

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 :

<i>En millions d'euros</i>	2007	2006	2005
Résultat net	4 616,3	4 194,2	3 776,5
- Part dans les entreprises associées	457,9	372,7	565,5
- Impôt sur les bénéfices	(527,5)	(815,1)	(585,3)
Résultat avant impôt des sociétés intégrées (a)	4 685,9	4 636,6	3 796,3
<i>Dont sociétés françaises intégrées</i>	82,1	464,2	44,4
<i>Dont sociétés étrangères intégrées</i>	4 603,8	4 172,4	3 751,9
Taux d'impôt normatif en France (b)	34,43%	34,43%	34,93%
Charge d'impôt théorique (c) = (a) x (b)	(1 613,4)	(1 596,4)	(1 326,0)
En effet :			
Différence entre le taux d'impôt normal applicable en France et le taux d'impôt normal applicable dans les juridictions étrangères	214,1	177,1	140,8
Différences permanentes	13,4	(9,9)	170,1
Eléments taxés à taux réduit ou nul (d)	377,4	538,1	483,3
Compléments d'impôt (e)	(134,0)	(94,7)	(115,5)
Effet de la non reconnaissance d'impôts différés actifs sur les déficits fiscaux reportables et les autres différences temporelles déductibles	(47,5)	(125,0)	(201,5)
Reconnaissance ou consommation de produits d'impôt sur les déficits fiscaux reportables et les autres différences temporelles déductibles antérieurement non reconnus	649,8	220,5	163,5
Effet des changements de taux d'impôt	(22,1)	(27,0)	3,2
Crédits d'impôt	29,1	36,7	61,9
Autres	5,7	65,6	34,9
Charge d'impôt inscrite au compte de résultat	(527,5)	(815,1)	(585,3)
Taux d'impôt effectif (charge d'impôt au compte de résultat rapportée au résultat avant impôt des sociétés intégrées)	11,3%	17,6%	15,4%

(d) Comprend notamment les plus-values sur cessions de titres non taxées en Belgique, l'effet de la taxation à taux réduit des opérations sur titres en France et l'incidence des régimes fiscaux spécifiques appliqués aux centres de coordination en Belgique.

(e) Comprend notamment la taxe de 5% applicable sur les dividendes en Belgique.

7.2 Impôts comptabilisés directement en capitaux propres

Au 31 décembre 2007, la variation d'impôts différés directement comptabilisée en capitaux propres et résultant des écarts actuariels calculés sur la période ainsi que des variations de juste valeur des instruments financiers comptabilisés en « capitaux propres » s'élève à -246,5 millions d'euros et s'analyse comme suit:

En millions d'euros

Par type de sous-jacent	31 décembre	Variation	31 décembre	31 décembre
	2007		2006	2005
Actifs financiers disponibles à la vente	(82,5)	(34,3)	(48,2)	(17,0)
Ecart actuariels	(25,5)	(103,5)	78,0	92,8
Couverture d'investissement net	13,6	5,2	8,4	12,4
Couverture de flux de trésorerie	(130,5)	(113,9)	(16,6)	262,5
(a)	(224,9)	(246,5)	21,6	350,7

(a) Dont écarts de conversion de -12,8 millions d'euros au 31 décembre 2007

En 2005, SUEZ avait cédé sans recours à une institution financière des créances litigieuses sur l'Etat français pour un prix ferme et définitif de 995,4 millions d'euros.

Ces créances litigieuses étaient relatives à un impôt antérieurement acquitté par prélèvement sur les capitaux propres. Le prix de cession correspondant avait été porté en augmentation des capitaux propres.

Aucun autre impôt exigible n'avait été comptabilisé en capitaux propres en 2005.

7.3 Actifs et passifs d'impôt différés

7.3.1 Analyse par catégorie de différence temporelle de la position nette d'impôts différés comptabilisée au bilan (avant compensation par entité fiscale des actifs et passifs d'impôts différés)

En millions d'euros	Position de clôture		
	31 déc. 2007	31 déc. 2006	31 déc. 2005
Impôts différés actifs :			
Reports déficitaires et crédits d'impôts	714,8	220,0	186,7
Engagements de retraite	599,9	697,9	702,0
Provisions non déduites	256,4	370,8	389,2
Ecart entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	310,2	326,5	343,3
Mise à juste valeur des instruments financiers (IAS 32/39)	319,2	318,3	622,3
Autres	403,6	540,0	455,8
Total	2 604,1	2 473,5	2 699,3
Impôts différés passifs :			
Ecart d'évaluation affectés à des immobilisations	(809,1)	(731,0)	(484,3)
Autres écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	(1 059,1)	(1 085,8)	(849,0)
Provisions à caractère fiscal	(117,9)	(110,6)	(116,5)
Mise à juste valeur des actifs et passifs (IAS 32/39)	(436,2)	(306,5)	(231,1)
Autres	(740,4)	(813,1)	(959,0)
Total	(3 162,7)	(3 047,0)	(2 639,9)
Impôts différés nets	(558,6)	(573,5)	59,4

<i>En millions d'euros</i>	Impacts résultat		
	31 déc. 2007	31 déc. 2006	31 déc. 2005
Impôts différés actifs :			
Reports déficitaires et crédits d'impôts	450,2	31,7	17,8
Engagements de retraite	(3,8)	(16,4)	(26,1)
Provisions non déduites	6,3	(43,5)	85,7
Ecart entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	25,3	(19,9)	87,0
Mise à juste valeur des instruments financiers (IAS 32/39)	(26,1)	82,0	134,1
Autres	(69,4)	147,4	(63,3)
Total	382,6	181,3	235,2
Impôts différés passifs :			
Ecarts d'évaluation affectés à des immobilisations	38,4	9,6	(3,5)
Autres écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	(12,5)	(137,9)	(54,0)
Provisions à caractère fiscal	(0,7)	6,7	(13,6)
Mise à juste valeur des actifs et passifs (IAS 32/39)	37,2	(149,7)	(39,1)
Autres	1,9	60,3	37,0
Total	64,3	(211,0)	(73,2)
Impôts différés nets	446,9	(29,7)	162,0

La variation des impôts différés constatés au bilan consolidé, après compensation par entité fiscale des actifs et passifs d'impôts différés, se ventile de la manière suivante :

<i>En millions d'euros</i>	Actifs	Passifs	Positions nettes
Au 31 décembre 2005	1 225,2	(1 165,8)	59,4
Au 31 décembre 2006	871,0	(1 444,5)	(573,5)
Effet résultat de la période	382,6	64,3	446,9
Autres	(252,1)	(179,9)	(432,0)
Effet de présentation nette par entité fiscale	83,5	(83,5)	-
Au 31 décembre 2007	1 085,0	(1 643,6)	(558,6)

Le groupe a enregistré sur l'exercice un actif d'impôt différé de 500 millions d'euros au titre des reports déficitaires de l'intégration fiscale SUEZ SA dont la consommation est devenue probable suite à la cession par SUEZ SA des titres Suez-Tractebel à Electrabel pour un prix de 18,2 milliards d'euros.

7.3.2 Différences temporelles déductibles non comptabilisées au bilan

Au 31 décembre 2007, le montant des reports déficitaires reportés en avant non utilisés et non comptabilisés au bilan s'élevait à 2 576,9 millions d'euros (contre 4 266,7 millions d'euros au 31 décembre 2006) pour les déficits ordinaires (effet d'impôts différés actifs non reconnus de 831,6 millions d'euros). Le montant des autres

différences temporelles déductibles non comptabilisées au bilan s'élevait à 1 021,5 millions d'euros (effet d'impôts différés actifs non reconnus de 360,9 millions d'euros).

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

<i>En millions d'euros</i>	Déficits ordinaires
2008	375,3
2009	43,4
2010	32,8
2011	37,0
2012	164,8
2013 et au-delà	1 923,6
Total	2 576,9

Les déficits ordinaires non comptabilisés de la seule intégration fiscale constituée autour de SUEZ SA s'élèvent à 892,0 millions d'euros au 31 décembre 2007.

7.3.3 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, soit le Groupe est en mesure de contrôler la date à laquelle la différence temporelle s'inversera et il est probable que cette différence ne s'inversera pas dans un avenir prévisible, soit cette différence temporelle ne donne lieu à aucun paiement d'impôt lors de son reversement (notamment l'exonération des plus-values sur les cessions de titres en Belgique et la suppression de la taxation en France de ces mêmes plus-values à compter du 1^{er} janvier 2007).

NOTE - 8. Résultat par action

	31 déc. 2007	31 déc. 2006	31 déc. 2005
Numérateur (en millions d'euros) :			
Résultat net part du Groupe	3 923,5	3 606,4	2 512,7
<i>Effet des instruments dilutifs:</i>			
- Elimination de la charge d'intérêt sur les emprunts obligataires convertibles			6,8
Résultat net part du Groupe dilué	3 923,5	3 606,4	2 519,5
Dénominateur :			
Nombre moyen d'actions en circulation (en millions)	1 269,6	1 261,3	1 053,2
<i>Effet des instruments dilutifs :</i>			
- Obligations convertibles			6,7
- Plan d'actions gratuites réservées aux salariés	1,6	0,3	
- Plan d'options de souscription et d'achat d'actions réservés aux salariés	17,6	14,6	6,0
Nombre moyen d'actions en circulation dilué	1 288,8	1 276,2	1 065,9
Résultat par action (en euros)			
Résultat net part du groupe par action	3,09	2,86	2,39
Résultat net part du groupe par action dilué	3,04	2,83	2,36

Les instruments dilutifs pris en compte dans le calcul des résultats dilués par action sont décrits dans la Note 26 .

Par ailleurs, 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 en 2007, du fait de leurs effets relatifs.

NOTE - 9. Goodwills

9.1 Évolution de la valeur comptable

A. Valeur brute	
au 31 décembre 2005	13 235,0
Acquisitions	534,4
Cessions et goodwills classés en "actifs destinés à être cédés"	(226,3)
Ecart de conversion	(70,6)
Autres	115,2
au 31 décembre 2006	13 587,7
Acquisitions	2 165,3
Cessions et goodwills classés en "actifs destinés à être cédés"	(364,9)
Ecart de conversion	(120,0)
Autres	(202,2)
au 31 décembre 2007	15 065,9
B. Pertes de valeur	
au 31 décembre 2005	(201,8)
Pertes de valeur	(11,6)
Cessions et goodwills classés en "actifs destinés à être cédés"	35,7
Ecart de conversion	(1,1)
Autres	(4,2)
au 31 décembre 2006	(183,1)
Pertes de valeur	(1,3)
Cessions et goodwills classés en "actifs destinés à être cédés"	10,5
Ecart de conversion	(0,6)
Autres	11,4
au 31 décembre 2007	(163,1)
C. Valeur nette comptable = A + B	
au 31 décembre 2005	13 033,2
au 31 décembre 2006	13 404,6
au 31 décembre 2007	14 902,8

En 2007, les nouveaux goodwills proviennent notamment chez SEE de l'acquisition de la Compagnie du Vent (633,9 millions d'euros) et de Windco (46,2 millions d'euros) ainsi que du transfert de l'activité « supply » en ECS (212 millions d'euros). Chez Suez Environnement, les goodwills ont été constatés sur diverses acquisitions de Sita UK (152,2 millions d'euros) et d'Agbar (72 millions d'euros). Suez Energie International a pour sa part constaté un goodwill de 81,2 millions d'euros sur l'acquisition de Ventus.

Les goodwills constatés au titre d'acquisitions d'intérêts minoritaires s'élèvent à 869,2 millions d'euros contre 78,3 millions d'euros au 31 décembre 2006 (ils concernent essentiellement les 1,38% acquis dans Electrabel (331,2 millions d'euros) et l'engagement inconditionnel pris vis à vis des minoritaires d'Agbar dans le cadre de l'OPA (512,5 millions d'euros). En l'absence de dispositions IFRS spécifiques, ils sont comptabilisés selon le principe mentionné dans la note 1.4.4.1.

Les variations enregistrées sur la ligne « Cessions » (en valeur brute) correspondent essentiellement à l'impact de la cession d'une partie des sociétés intercommunales bruxelloise et wallonnes pour 62,9 millions d'euros et de la cession de Applus par Agbar (251,6 millions d'euros).

Les variations enregistrées sur la ligne « autres » au titre de 2007 correspondent pour l'essentiel à l'allocation de goodwill de la Compagnie Nationale du Rhône (CNR) sur les actifs corporels de celle-ci (cf Note 11).

En 2006, les nouveaux goodwill proviennent notamment chez Suez Energie Europe de l'acquisition de Rendo et Cogas pour respectivement 65 millions d'euros et 75 millions d'euros et chez Agbar de l'acquisition de Bristol Water pour 118,3 millions et de RTD pour 87,2 millions d'euros.

9.2 Répartition sectorielle

La répartition par secteur d'activité de la valeur comptable des goodwill s'établit comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2007	31 déc. 2006	31 déc. 2005
Suez Energie Europe	10 956,4	9 963,1	9 862,3
Suez Energie International	476,1	428,9	467,0
Suez Energie Services	707,2	682,5	673,0
Suez Environnement	2 738,6	2 305,4	2 005,5
Autres	24,6	24,6	25,4
Total	14 902,8	13 404,6	13 033,2

La répartition par segment présentée ci-dessus est réalisée sur base du segment d'activité de l'entité acquise (et non sur celui de l'acquéreur).

Les principaux goodwill portent notamment sur l'unité génératrice de trésorerie (UGT) Electrabel Benelux pour 9 219 millions d'euros (dont Electrabel 7 943 millions d'euros et Electrabel Nederland NV 768 millions d'euros), ainsi que sur les UGT Electrabel France (350 millions d'euros), Polaniec (288 millions d'euros), United Water (356 millions d'euros), Agbar (770 millions d'euros) Sita UK (459 millions d'euros), Sita France (351 millions d'euros), Sita Nederland BV (227 millions d'euros) et Sita Deutschland (178 millions d'euros). S'y ajoute le goodwill relatif à l'acquisition, en novembre 2007, de la Compagnie du Vent pour 634 millions d'euros.

NOTE - 10. Immobilisations incorporelles

10.1 Variation des immobilisation incorporelles

<i>En millions d'euros</i>	Logiciels	Droits incorporels sur contrats de concession	Droits de capacité	Autres	Total
A. Valeur brute					
au 31 décembre 2005	536,6	3 686,0	1 163,0	1 164,9	6 550,6
Acquisitions	83,1	192,5		42,0	317,5
Cessions	(9,2)	(6,0)		(71,5)	(86,8)
Ecarts de conversion	(0,5)	(35,7)		(68,8)	(104,9)
Variations de périmètre	(23,8)	(129,9)		15,1	(138,6)
Autres	2,0	299,3	16,9	(50,5)	267,7
au 31 décembre 2006	588,3	4 006,1	1 179,9	1 031,2	6 805,6
Acquisitions	45,7	150,4		82,4	278,5
Cessions	(29,0)	(15,6)		(27,7)	(72,3)
Ecarts de conversion	0,2	(32,3)		(49,3)	(81,4)
Variations de périmètre	5,1	44,5		(6,9)	42,7
Autres	(51,1)	(900,1)		946,2	(5,1)
au 31 décembre 2007	559,2	3 253,0	1 179,9	1 975,9	6 968,0
B. Amortissements et pertes de valeur cumulés					
au 31 décembre 2005	(392,4)	(1 701,2)	(506,3)	(497,1)	(3 097,0)
Amortissements/Pertes de valeur	(81,0)	(206,5)	(24,8)	(68,2)	(380,5)
Cessions	7,0	9,8		6,1	23,0
Ecarts de conversion	0,4	18,7		27,0	46,0
Variations de périmètre	24,0	94,2		9,1	127,3
Autres	7,7	(86,1)		42,3	(36,1)
au 31 décembre 2006	(434,4)	(1 871,1)	(531,1)	(480,8)	(3 317,5)
Amortissements	(54,7)	(112,8)	(24,1)	(89,0)	(280,6)
Pertes de valeur	0,0	0,0		(2,7)	(2,7)
Cessions	29,0	14,4		23,6	67,0
Ecarts de conversion	(0,1)	16,8		29,4	46,1
Variations de périmètre	(4,5)	(19,0)		(1,6)	(25,1)
Autres	63,0	515,1		(535,8)	42,4
au 31 décembre 2007	(401,7)	(1 456,6)	(555,2)	(1 056,9)	(3 470,4)
C. Valeur nette comptable = A + B					
au 31 décembre 2005	144,2	1 984,7	656,7	667,9	3 453,5
au 31 décembre 2006	153,9	2 135,0	648,8	550,4	3 488,1
au 31 décembre 2007	157,5	1 796,4	624,7	919,0	3 497,7

Les pertes de valeur constatées au cours de l'exercice s'élevaient respectivement à 2,7 millions d'euros en 2007 contre 3,6 millions d'euros en 2006 et à 19 millions d'euros en 2005. (voir à ce sujet la Note 5.2).

10.1.1 Droits incorporels sur contrats de concession

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 d'électricité. Les droits donnés au concessionnaires sont comptabilisés en droits incorporels (se reporter à la Note 24).

10.1.2 Droit de capacité

Le Groupe a participé au financement de la construction de certaines centrales opérées 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. A ce jour, le Groupe dispose de droits dans les centrales de Chooz B (France) ainsi que dans MKV et HKV (Allemagne). Au 31 décembre 2007, la valeur nette comptable de ces droits représentait 624,7 millions d'euros.

10.1.3 Immobilisations incorporelles non amortissables :

Au 31 décembre 2007, la valeur des immobilisations incorporelles non amortissables s'élève à 87,2 millions d'euros contre 18,8 millions d'euros au 31 décembre 2006 et à 11,1 millions d'euros au 31 décembre 2005, et sont présentées en « autres ».

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 sans contrepartie spécifique (contrat, commande) sont inscrits en charges. Hors dépenses d'assistance technique, leurs montants pour les exercices 2007, 2006 et 2005 s'élèvent respectivement à 99,6 millions d'euros, 86 millions d'euros et 84,8 millions d'euros.

Les dépenses liées à des projets internes en phase de développement répondant aux critères de reconnaissance d'un actif incorporel sont non significatives.

NOTE - 11. Immobilisations corporelles

11.1 Variation des immobilisations corporelles

<i>En millions d'euros</i>	Terrains	Cons- tructions	Installations techniques	Matériel de transport	Coûts de déma- ntement activés	Immo- bilisations en cours	Autres	Total immo- bilisations corporelles
A. Valeur brute								
au 31 décembre 2005	1 732,9	5 051,3	30 350,2	1 440,3	678,5	2 091,2	2 460,8	43 805,3
Acquisitions	42,7	80,8	507,6	122,3	19,6	1 109,8	215,4	2 098,1
Cessions	(36,2)	(128,7)	(165,6)	(105,4)	(0,2)	0,0	(99,9)	(536,0)
Ecart de conversion	(1,4)	(50,8)	(594,8)	(7,3)	2,5	(61,6)	(138,8)	(852,2)
Variations de périmètre	(29,8)	(53,8)	820,3	5,4	2,0	(87,7)	214,9	871,5
Autres	35,8	190,5	637,8	78,7	29,5	(1 248,0)	(18,8)	(294,5)
au 31 décembre 2006	1 744,1	5 089,3	31 555,5	1 534,0	732,0	1 803,7	2 633,7	45 092,3
Acquisitions	43,1	80,9	731,5	150,6	(0,0)	1 729,0	76,5	2 811,5
Cessions	(24,1)	(64,8)	(225,6)	(107,6)	(2,6)	0,0	(59,1)	(483,8)
Ecart de conversion	(48,6)	67,4	(550,4)	(23,8)	(9,5)	(48,3)	(144,4)	(757,5)
Variations de périmètre	79,9	306,8	636,2	16,3	6,0	267,3	30,0	1 342,6
Autres	69,6	166,3	1 267,3	49,7	172,8	(1 467,6)	(151,3)	106,8
au 31 décembre 2007	1 864,0	5 646,0	33 414,6	1 619,2	898,8	2 284,1	2 385,4	48 111,9
B. Amortissements et pertes de valeur cumulés								
au 31 décembre 2005	(821,8)	(2 100,5)	(17 849,9)	(1 003,7)	(572,8)	(75,5)	(1 168,6)	(23 592,9)
Amortissements /								
Pertes de valeur (a)	(59,7)	(183,8)	(1 118,0)	(124,1)	(13,8)	(17,6)	(108,4)	(1 625,4)
Cessions	10,7	84,5	153,0	98,2	0,2	0,0	65,5	412,1
Ecart de conversion	(3,7)	11,9	136,9	1,0	(2,3)	2,1	34,9	180,9
Variations de périmètre	4,7	504,4	(260,6)	1,6	(1,8)	50,6	8,9	307,8
Autres	5,2	(32,5)	263,9	(27,0)	(29,4)	(2,1)	49,9	228,1
au 31 décembre 2006	(864,5)	(1 716,0)	(18 674,7)	(1 054,1)	(619,8)	(42,6)	(1 117,8)	(24 089,5)
Amortissements	(70,2)	(259,4)	(1 171,7)	(133,1)	(12,1)		(89,1)	(1 735,7)
Pertes de valeur	(3,6)	(3,9)	(91,4)	(0,2)	0,0	(11,9)	(0,2)	(111,2)
Cessions	14,4	36,7	179,5	99,1	2,6	0,0	55,5	387,8
Ecart de conversion	30,2	(16,2)	146,5	13,6	10,1	2,0	38,5	224,5
Variations de périmètre	(2,0)	(26,9)	(183,5)	(9,3)	(6,0)	0,0	(6,4)	(234,2)
Autres	(6,6)	(38,4)	27,7	1,6	(38,0)	11,9	85,1	43,3
au 31 décembre 2007	(902,3)	(2 024,1)	(19 767,7)	(1 082,5)	(663,3)	(40,6)	(1 034,3)	(25 514,8)
C. Valeur comptable nette								
au 31 décembre 2005	911,2	2 950,8	12 500,3	436,6	105,7	2 015,7	1 292,2	20 212,4
au 31 décembre 2006	879,6	3 373,4	12 880,7	480,0	112,2	1 761,1	1 515,9	21 002,9
au 31 décembre 2007	961,6	3 621,9	13 646,9	536,6	235,5	2 243,5	1 351,1	22 597,1

(a) Les pertes de valeurs nettes constatées sur les immobilisations corporelles se sont élevées à 128 millions d'euros au 31 décembre 2006.

Le principal écart de conversion constaté en 2007 sur la valeur brute des immobilisations corporelles concerne le dollar américain (-743,0 millions d'euros). Les variations nettes de périmètre en 2007 résultent notamment de l'acquisition de la Compagnie du Vent (+114,6 millions d'euros), des acquisitions d'Electrabel au Portugal (+102,1 millions d'euros), des acquisitions de Bahia Las Minas (+93,4 millions d'euros) et de Ventus (+82,3 millions d'euros), des acquisitions de Easco et de Stericycle (+76,8 millions d'euros), de la cession de Applus (-58,3 millions d'euros) ainsi que d'un changement de méthode (passage de mise en équivalence à une intégration globale) de Sohar Power Company (+383,0 millions d'euros) et d'une allocation de goodwill sur les actifs de la CNR (+225,1 millions d'euros).

11.2 Actifs corporels donnés en garantie

Les actifs corporels qui ont été donnés en garantie pour couvrir des dettes financières s'élèvent à 2 227,7 millions d'euros au 31 décembre 2007 contre 2 001,0 millions d'euros au 31 décembre 2006 et 2 153,1 millions d'euros au 31 décembre 2005.

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 d'achats fermes d'immobilisations corporelles du Groupe s'élèvent à 4 469,7 millions d'euros au 31 décembre 2007 contre 1 790,5 millions d'euros au 31 décembre 2006. Cette progression porte notamment sur des engagements d'achats fermes d'immobilisations corporelles dans le cadre de la construction de nouvelles centrales au charbon en Allemagne, et au gaz aux Pays-Bas. En outre, le Groupe a pris divers engagements d'investissements pour un montant total de 885 millions d'euros, contre 869,4 millions d'euros au 31 décembre 2006.

11.4 Autres informations

Le montant des coûts d'emprunt incorporés dans le coût des immobilisations corporelles en cours au 31 décembre 2007, 2006 et 2005 s'élève respectivement à 36,2 millions d'euros, 24,7 millions d'euros et 20,3 millions d'euros.

NOTE - 12. Participations dans les entreprises associées

12.1 Détail des participations dans les entreprises associées

<i>En millions d'euros</i>	Valeurs comptables des participations dans les entreprises associées			Quote-part de résultat dans les entreprises associées		
	31 déc. 2007	31 déc. 2006	31 déc. 2005	31 déc. 2007	31 déc. 2006	31 déc. 2005
Sociétés intercommunales belges	893,2	866,8	1 927,0	365,3	235,3	407,9
Compagnie Nationale du Rhône	0,0	(0,0)	511,8	0,0	67,6	28,8
Elia	(96,2)	(119,2)	(126,5)	25,1	21,1	36,7
Colbun	0,0	0,0	296,8	0,0	0,0	7,1
Autres	417,3	512,1	545,9	67,5	48,7	77,9
Total	1 214,3	1 259,7	3 154,9	457,9	372,7	565,5

Les principales variations en 2007 résultent des cessions de parts dans Elia et dans les intercommunales en Wallonie et en Flandre ainsi que de la consolidation en intégration globale à partir du 31 décembre 2006 de la Compagnie Nationale du Rhône (CNR). Le résultat des sociétés intercommunales belges est favorablement influencé par les cessions des activités TVD dans le cadre du désengagement des intercommunales wallonnes de ce secteur d'activité.

Le montant des dividendes encaissés par le Groupe en 2007, 2006 et 2005 et provenant des entreprises associées s'est élevé respectivement à 229,8 millions d'euros, 355,7 millions d'euros et 467,1 millions d'euros.

Les goodwill constatés par le Groupe lors de l'acquisition des entreprises associées figurent également dans le poste ci-dessus, pour un montant net de 31,5 millions d'euros au 31 décembre 2007 contre 23,4 millions d'euros au 31 décembre 2006 et 179,6 millions d'euros au 31 décembre 2005.

12.2 Juste valeur des participations dans les entreprises associées cotées

La valeur nette comptable des participations dans les entreprises associées cotées est de -69,2 millions d'euros au 31 décembre 2007 (contre -27,6 millions d'euros au 31 décembre 2006 et 262,0 millions d'euros au 31 décembre 2005). La valeur de marché de ces sociétés est de 336,8 millions d'euros au 31 décembre 2007 contre 463,5 millions d'euros au 31 décembre 2006 et 811,9 millions d'euros au 31 décembre 2005.

12.3 Principaux agrégats des entreprises associées

<i>En millions d'euros</i>	Dernier % de détention	Total Actifs	Passifs	Capitaux propres	Chiffre d'affaires	Résultat net
Au 31 décembre 2007						
Sociétés intercommunales belges* (a)		11 871,0	5 762,0	6 109,0	3 561,0	663,0
Elia	24,4	3 975,8	2 630,7	1 345,1	718,8	81,6
Au 31 décembre 2006						
Sociétés intercommunales belges (a)		11 871,0	5 762,0	6 109,0	3 561,0	663,0
Compagnie Nationale du Rhône	47,9				798,9	135,3
Elia	27,5	3 899,5	2 593,5	1 306,0	690,9	76,9
Au 31 décembre 2005						
Sociétés intercommunales belges (a)		12 194,0	4 798,0	7 396,0	3 361,0	871,0
Compagnie Nationale du Rhône (b)	47,9	3 295,0	2 363,0	932,0	642,0	85,0
Elia (b)	27,5	3 853,0	2 572,0	1 281,0	694,0	75,0

* Correspond aux chiffres de 2006, derniers chiffres disponibles

(a) Il s'agit des comptes combinés des intercommunales, retraités pour les rendre conformes aux normes IFRS. Après les cessions intervenues en 2006 et 2007, Suez détient désormais 30% des Intercommunales flamandes et respectivement environ 40% et 30% des Intercommunales wallonnes et bruxelloise.

(b) Les données relatives à la Compagnie Nationale du Rhône et à Elia correspondent à leurs comptes publiés.

Comme mentionné au point 12.1, la CNR est intégrée globalement dans le périmètre de consolidation à partir du 31 décembre 2006.

NOTE - 13. Participations dans les co-entreprises

La contribution des principales co-entreprises dans les comptes consolidés du Groupe Suez se détaillent comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	Pourcentage d'intégration	Actifs courants	Actifs non courants	Passifs courants	Passifs non courants
Au 31 décembre 2007					
Groupe ACEA / Electrabel	40,6 (a)	477,3	751,5	739,6	167,1
Groupe Hisusa (b)	51,0 (b)	964,9	3 130,8	752,9	1 371,6
Tirreno Power	35,0	140,8	547,9	142,3	391,7
Au 31 décembre 2006					
Groupe ACEA / Electrabel	40,6 (a)	402,9	675,1	606,2	156,8
Groupe Hisusa (b)	51,0 (b)	792,8	2 705,3	770,3	1 072,2
Tirreno Power	35,0	115,0	513,3	199,8	299,0
Au 31 décembre 2005					
Groupe ACEA / Electrabel	40,6 (a)	234,3	568,1	349,1	167,2
Groupe Hisusa (b)	51,0 (b)	803,9	1 398,2	634,5	509,6
Tirreno Power	35,0	135,6	464,7	163,4	303,1

(a) *Pourcentage d'intégration des holdings*

(b) *Comprenant Agbar, société intégrée globalement dans Hisusa, elle même intégrée proportionnellement à 51% par Suez*

NOTE - 14. Instruments financiers

14.1 Actifs financiers

Les différentes catégories d'actifs financiers sont les suivantes :

En millions d'euros	31 décembre 2007			31 déc. 2006	31 déc. 2005
	Non courant	Courant	Total	Total	Total
Titres disponibles à la vente	4 120,7		4 120,7	2 816,5	2 671,5
Prêts et créances au coût amorti	2 107,0	12 200,7	14 307,6	12 881,1	13 028,9
<i>Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs)</i>	2 107,0	331,3	2 438,3	2 468,9	2 634,2
<i>Clients et autres débiteurs</i>		11 869,3	11 869,3	10 412,2	10 394,7
Actifs financiers évaluées à la juste valeur par résultat	1 140,1	4 682,8	5 822,9	5 165,7	7 564,8
<i>Instruments financiers dérivés (yc. Matières premières)</i>	1 140,1	3 363,3	4 503,4	4 332,7	6 679,2
<i>Actifs financiers à la juste valeur par résultat hors dérivés</i>		1 319,5	1 319,5	833,0	885,6
Trésorerie et équivalents de trésorerie		6 720,2	6 720,2	7 946,3	10 374,4
Total	7 367,8	23 603,7	30 971,5	28 809,6	33 639,5

14.1.1 Titres disponibles à la vente

Au 31 décembre 2006	2 816,1
Acquisitions	1 363,4
Cessions	(273,6)
Variation de juste valeur enregistrée en capitaux propres	374,1
Variation de juste valeur enregistrée en résultat	(14,7)
Variations de périmètre, change et divers	(144,7)
Au 31 décembre 2007	4 120,7

Les titres disponibles à la vente détenus par le Groupe s'élèvent à 4 120,7 millions d'euros au 31 décembre 2007 qui se répartissent entre 2 356,6 millions d'euros de titres cotés et 1 764,1 millions d'euros d'actions non cotées.

Au cours de l'exercice, le Groupe a accru sa participation (pour 1 032 millions d'euros) dans Gas Natural et détient directement et indirectement 11,36 % du capital au 31 décembre 2007.

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

En millions d'euros	Dividendes	Evaluation ultérieure		Résultat de cession
		Var. de juste valeur	Effet de change	
Capitaux propres *	-	374,1	(58,2)	-
Résultat	202,4	25,4	-	(40,1)
Total au 31 décembre 2007	202,4	399,5	(58,2)	(40,1)
Capitaux propres *	-	287,9	(50,2)	-
Résultat	288,7	12,5	-	(41,0)
Total au 31 décembre 2006	288,7	300,4	(50,2)	(41,0)
Capitaux propres *	-	228,3	51,5	-
Résultat	134,3	(9,4)	-	(42,7)
Total au 31 décembre 2005	134,3	218,9	51,5	(42,7)

(*) hors effet impôt

14.1.2 Prêts et créances au coût amorti

En millions d'euros	31 décembre 2007			31 déc. 2006	31 déc. 2005
	Non courant	Courant	Total	Total	Total
Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs)	2 107,0	331,3	2 438,3	2 468,9	2 634,2
<i>Prêts aux sociétés affiliées</i>	1 580,4	235,9	1 816,3	1 648,8	1 737,8
<i>Autres créances au coût amorti</i>	31,2		31,2	217,0	129,7
<i>Créances de concessions</i>	158,0	51,7	209,7	236,3	413,5
<i>Créances de location financement</i>	337,4	43,7	381,1	366,8	353,2
Clients et autres débiteurs		11 869,3	11 869,3	10 412,2	10 394,7
Total	2 107,0	12 200,7	14 307,6	12 881,1	13 028,9

En millions d'euros	31 décembre 2007			31 décembre 2006			31 décembre 2005		
	Brut	Dépréciation & Perte de valeur	Net	Brut	Dépréciation & Perte de valeur	Net	Brut	Dépréciation & Perte de valeur	Net
Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs)	2 739,1	(300,8)	2 438,3	2 826,7	(357,8)	2 468,9	2 815,8	(181,6)	2 634,2
Clients et autres débiteurs	12 381,2	(511,9)	11 869,3	10 970,6	(558,4)	10 412,2	11 010,6	(615,9)	10 394,7
Total	15 120,3	(812,7)	14 307,6	13 797,4	(916,2)	12 881,2	13 826,4	(797,5)	13 028,9

Les produits et charges nets enregistrés en résultat sur les prêts et créances au coût amorti se décomposent comme suit :

En millions d'euros	Intérêts	Evaluation ultérieure	
		Effet de change	Perte de valeur
Au 31 décembre 2007	872,5	(2,3)	72,0
Au 31 décembre 2006	869,5	(5,4)	(40,1)
Au 31 décembre 2005	818,2	(4,5)	(42,1)

Prêts aux sociétés affiliées

Le poste «Prêts aux sociétés affiliées» comprend notamment la créance du Groupe sur l'entreprise associée ESO/Elia pour un même montant net de 808,4 millions d'euros au 31 décembre 2007, 31 décembre 2006 et 31 décembre 2005.

La juste valeur des prêts aux sociétés affiliées s'élève au 31 décembre 2007 à 1 812,5 millions d'euros pour une valeur nette comptable de 1 816,3 millions d'euros.

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. Les montants dus par les clients au titre des contrats de construction sont repris dans cette rubrique.

La valeur comptable inscrite au bilan représente une bonne évaluation de la juste valeur.

14.1.3 Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat

En millions d'euros	31 décembre 2007			31 déc. 2006	31 déc. 2005
	Non courant	Courant	Total	Total	Total
Instruments financiers dérivés (yc. Matières premières)	1 140,1	3 363,3	4 503,4	4 332,7	6 679,2
<i>Instruments financiers dérivés relatifs à la dette</i>	701,3	14,1	715,4	590,7	682,6
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières</i>	343,1	3 342,5	3 685,6	3 650,6	5 951,2
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments</i>	95,7	6,7	102,4	91,4	45,4
Actifs financiers à la juste valeur par résultat hors dérivés	0,0	1 319,5	1 319,5	833,0	885,6
<i>Actifs financiers qualifiant à la juste valeur par résultat</i>		1 272,0	1 272,0	833,0	885,6
<i>Actifs financiers désignés à la juste valeur par résultat</i>		47,5	47,5	0,0	0,0
Total	1 140,1	4 682,8	5 822,9	5 165,7	7 564,8

Les instruments dérivés sur matières premières (et les instruments dérivés sur dettes et autres) sont mis en place dans le cadre de la politique de gestion du risque du Groupe et sont analysés dans la Note 15.

Les actifs financiers qualifiant à la juste valeur par résultat correspondent essentiellement à des titres d'OPCVM détenus à des fins de transactions; ils sont inclus dans le calcul de l'endettement financier net du Groupe (se reporter à la Note 14.3). Le résultat enregistré sur ces actifs financiers au 31 décembre 2007 s'établit à 187,5 millions d'euros.

Le résultat enregistré sur les actifs financiers désignés à la juste valeur par résultat au 31 décembre 2007 est non significatif.

14.1.4 Trésorerie et équivalent de trésorerie

La politique de gestion des risques financiers est présentée dans les chapitres 4 et 20 (Note 15) du document de référence 2007.

La « trésorerie et équivalents de trésorerie » s'élève à 6 720,2 millions d'euros au 31 décembre 2007 contre 7 946,3 millions d'euros au 31 décembre 2006 et 10 374,4 millions d'euros au 31 décembre 2005.

Ce poste comprend un montant de disponibilités soumises à restriction pour 205,6 millions d'euros au 31 décembre 2007 contre 138 millions d'euros au 31 décembre 2006 et 269 millions d'euros au 31 décembre 2005.

Le résultat enregistré sur la « trésorerie et équivalent de trésorerie » au 31 décembre 2007 s'établit à 272,8 millions d'euros.

Actifs financiers donnés en garantie

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2007	31 déc. 2006	31 déc. 2005
Actifs financiers donnés en garantie	1 125,8	780,6	1 212,9

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

14.2 Passifs financiers

Passifs Financiers

Les passifs financiers sont composés d'une part, des dettes financières, des fournisseurs et des autres passifs financiers qui entrent dans la catégorie « autres passifs au coût amorti » et d'autre part, des instruments dérivés qui entrent dans la catégorie « passifs à la juste valeur par résultat ».

Les différentes catégories de passifs financiers au 31 décembre 2007 sont les suivantes :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2007			31 déc. 2006	31 déc. 2005
	Part non courante	Part courante	Total	Total	Total
Dettes financières	14 526,0	7 129,8	21 655,8	19 679,1	25 486,8
Instruments financiers dérivés (yc. Matières premières)	800,9	3 201,9	4 002,8	4 081,2	7 380,6
Fournisseurs et autres créanciers	-	10 038,1	10 038,1	9 209,4	10 078,8
Autres passifs financiers	778,0	-	778,0	467,5	858,5
TOTAL	16 104,9	20 369,8	36 474,6	33 437,2	43 804,7

14.2.1 Dettes financières

En millions d'euros	31 déc. 2007			31 déc. 2006	31 déc. 2005
	Part non courante	Part courante	Total	Total	Total
Emprunts obligataires	7 036,1	2 272,0	9 308,1	9 632,7	8 959,3
Billets de trésorerie		2 179,0	2 179,0	1 650,7	2 520,8
Tirages sur facilités de crédit	1 531,7	174,6	1 706,3	1 082,1	5 495,1
Emprunts sur location financement	992,6	134,1	1 126,7	1 194,4	1 251,3
Autres emprunts bancaires	3 619,2	633,1	4 252,3	4 135,0	5 639,4
Autres emprunts	1 417,6	63,6	1 481,2	682,5	424,1
Total emprunts	14 597,2	5 456,4	20 053,6	18 377,5	24 290,0
Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie		1 500,1	1 500,1	1 121,9	773,8
Encours des dettes financières	14 597,2	6 956,5	21 553,7	19 499,4	25 063,8
Impact du coût amorti	(42,7)	171,4	128,7	162,6	195,7
Impact de la couverture de juste valeur	(28,5)	1,9	(26,6)	17,1	227,3
Dettes financières	14 526,0	7 129,8	21 655,8	19 679,1	25 486,8

La juste valeur de la dette financière brute s'élève au 31 décembre 2007 à 21 948,4 millions d'euros pour une valeur nette comptable de 21 655,8 millions d'euros.

Les profits et pertes, principalement constitués d'intérêts, enregistrés en résultat sur les dettes financières sont présentés en Note 6.

Les dettes financières sont analysées au paragraphe 14.3.

14.2.2 Instruments financiers dérivés (y.c. matières premières)

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

En millions d'euros	31 déc. 2007			31 déc. 2006	31 déc. 2005
	Part non courante	Part courante	Total	Total	Total
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	182,4	8,8	191,2	139,5	264,5
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	538,6	3 176,6	3 715,2	3 915,7	7 090,1
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments	79,9	16,5	96,4	26,0	26,0
Total	800,9	3 201,9	4 002,8	4 081,2	7 380,6

Ces instruments sont mis en place dans le cadre de la politique de gestion du risque du Groupe et sont analysés en Note 15.

14.2.3 Fournisseurs et autres créanciers

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2007	31 déc. 2006	31 déc. 2005
Fournisseurs	8 305,7	7 470,0	8 277,6
Avances et acomptes reçus	644,5	601,0	524,3
Dettes sur immobilisations	374,4	304,3	423,1
Dettes de concessions	21,4	133,6	141,3
Passifs de renouvellement	692,1	700,4	712,5
Total	10 038,1	9 209,4	10 078,8

La valeur comptable inscrite au bilan représente une bonne évaluation de la juste valeur.

14.2.4 Autres passifs financiers

Les autres passifs financiers s'analysent comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2007	31 déc. 2006	31 déc. 2005
Dettes sur acquisition de titres	641,5	331,1	722,1
Autres	136,4	136,4	136,4
Total	778,0	467,5	858,5

Les autres passifs financiers correspondent principalement à des dettes vis à vis de différentes contreparties résultant de promesses d'achat (put sur minoritaires) consenties par Electrabel et portant sur des titres de sociétés consolidées par intégration globale. Ces engagements d'acquisition de titres de capitaux propres consentis aux minoritaires ont donc été comptabilisés en dettes (voir Note 1.4.10.2.2).

Ils correspondent :

- d'une part à 33,20% du capital de la Compagnie Nationale du Rhône (CNR) (2007 et 2006).
- et d'autre part à 43,17% du capital de la Compagnie du Vent (2007).

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 qu'Electrabel détient elle-même, dans le cadre des conventions passées entre les parties, des options d'achat sur ces mêmes actions.

Au 31 décembre 2005, cette rubrique incluait un montant de 498 millions d'euros à l'égard de la Société Nationale des Chemins de Fer Français (SNCF). Ce montant concernait, d'une part, l'acquisition différée d'une tranche de 40% des titres de la Société Hydro-Electrique du Midi (SHEM) et, d'autre part, la promesse d'achat complémentaire ('put' consenti aux minoritaires) octroyée par Electrabel et portant sur 19,60 % du capital de la SHEM. En décembre 2006, le paiement à la SNCF de la tranche de 40% a été réalisée de façon concomitante à l'exercice du put. Les engagements ont été réglés et Electrabel détient à présent 99,60% du capital de la SHEM.

Ils comprenaient également un montant de 179 millions d'euros se rapportant au goodwill sur les activités de commercialisation d'énergie à la clientèle libéralisée en Flandre, ainsi que 44 millions d'euros au titre de complément de prix conditionnel à payer pour l'acquisition des titres de la Compagnie Nationale du Rhône. Ces dettes ont fait l'objet d'un règlement en 2006.

14.3 Endettement financier net

Endettement financier net

En millions d'euros	31 déc. 2007			31 déc. 2006			31 déc. 2005		
	Part non courante	Part courante	Total	Part non courante	Part courante	Total	Part non courante	Part courante	Total
En-cours des dettes financières	14 597,2	6 956,5	21 553,7	13 031,4	6 468,0	19 499,4	16 271,5	8 792,3	25 063,8
Impact du coût amorti	(42,8)	171,4	128,6	(45,0)	207,6	162,6	(21,1)	216,8	195,7
Impact de la couverture de juste valeur (a)	(28,5)	1,9	(26,6)	14,2	2,9	17,1	156,5	70,8	227,3
Dettes financières	14 526,0	7 129,8	21 655,7	13 000,6	6 678,5	19 679,1	16 407,0	9 079,9	25 486,8
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette au passif (b)	182,4	8,8	191,2	122,8	16,7	139,5	206,8	57,6	264,5
Dettes Brute	14 708,4	7 138,6	21 847,0	13 123,4	6 695,2	19 818,6	16 613,8	9 137,6	25 751,2
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	0,0	(1 319,5)	(1 319,5)	0,0	(833,0)	(833,0)	0,0	(885,6)	(885,6)
Trésorerie et équivalent de trésorerie	0,0	(6 720,2)	(6 720,2)	0,0	(7 946,3)	(7 946,3)	0,0	(10 374,4)	(10 374,4)
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette à l'actif (b)	(701,3)	(14,1)	(715,4)	(570,0)	(20,7)	(590,7)	(670,3)	(12,2)	(682,6)
Trésorerie active	(701,3)	(8 053,7)	(8 755,0)	(570,0)	(8 800,0)	(9 370,0)	(670,3)	(11 272,2)	(11 942,6)
Endettement financier net	14 007,1	(915,1)	13 091,9	12 553,4	(2 104,8)	10 448,6	15 943,4	(2 134,6)	13 808,6
En-cours des dettes financières	14 597,2	6 956,5	21 553,7	13 031,4	6 468,0	19 499,4	16 271,5	8 792,3	25 063,8
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	0,0	(1 319,5)	(1 319,5)	0,0	(833,0)	(833,0)	0,0	(885,6)	(885,6)
Trésorerie et équivalent de trésorerie	0,0	(6 720,2)	(6 720,2)	0,0	(7 946,3)	(7 946,3)	0,0	(10 374,4)	(10 374,4)
Endettement net hors coût amorti et effets des instruments financiers dérivés	14 597,2	(1 083,2)	13 514,1	13 031,4	(2 311,3)	10 720,1	16 271,5	(2 467,6)	13 803,8

(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 dérivés affectés économiquement à la dette, qualifiés ou non de couverture, y compris les dérivés qualifiés de couverture d'investissement net (se reporter aux Notes 14.1.3 & 14.2.2).

14.3.1 Variation de l'endettement financier net

Le GIE SUEZ Alliance a lancé le 15 février 2007 une opération publique de rachat de sa dette obligataire à échéance février 2009 et juin 2010. Cette opération a été définitivement clôturée le 2 mars 2007 avec un montant total racheté de 1 346 millions d'euros.

En date du 25 avril 2007, Electrabel SA a émis un Floating Rate Notes pour 1 000 millions d'euros à échéance du 27 octobre 2008.

Suite à l'offre publique d'achat sur les intérêts minoritaires de la Sociedad General De Aguas de Barcelona (AGBAR), une dette financière de 918 millions d'euros représentant la quote-part du Groupe (51%) de l'offre portant sur la totalité des titres AGBAR a été comptabilisée (se reporter à la note 2).

Par ailleurs, SUEZ Finance SA a réalisé deux émissions obligataires au sein du programme Euro Medium Term Notes de 1 400 millions d'euros.

Sur l'année 2007, les variations de périmètre entraînent une augmentation de 1 466 millions d'euros de l'endettement net, et les variations de change représentent une diminution de 475 millions d'euros.

14.3.2 Ratio d'endettement

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2007	31 décembre 2006	31 décembre 2005
Endettement financier net	13 091,9	10 448,6	13 808,6
Total Capitaux propres	24 860,8	22 563,8	18 823,2
Ratio d'endettement	52,7%	46,3%	73,4%

NOTE - 15. Gestion des risques liés aux instruments financiers

Le Groupe utilise principalement des dérivés pour couvrir son exposition aux risques de crédit, liquidité et de marché.

15.1 Gestion des risques liés aux instruments financiers hors matières premières

15.1.1 Risque de crédit

L'exposition maximale du Groupe au risque de crédit doit être appréciée à hauteur de la valeur comptable des actifs financiers hors titres disponibles à la vente, et de la juste valeur des dérivés inscrits à l'actif de son bilan.

Le groupe est exposé au risque de crédit d'une part par ses activités opérationnelles, et d'autre part par ses activités financières.

Activités opérationnelles

Risque de crédit lié aux créances clients

A fin décembre 2007, les créances clients s'élèvent à 11 869,3 millions d'euros (contre respectivement 10 412,2 millions d'euros et 10 394,7 millions d'euros au 31 décembre 2006 et au 31 décembre 2005), après dépréciation à hauteur de 511,9 millions d'euros (contre respectivement 536,9 millions d'euros et 616,2 millions d'euros au 31 décembre 2006 et au 31 décembre 2005). 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'agit 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.

Activités financières

Risque de crédit 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 :

En millions d'euros	Actifs non dépréciés échus à la date de clôture					Actifs dépréciés	Actifs non dépréciés non échus	Total
	0-3 mois	3-6 mois	6-12 mois	au-delà d'1 an	Total	Total	Total	Total
Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs)								
au 31 décembre 2007	6,7	0,3	4,8	222,8	234,6	286,1	2 299,8	2 820,5
au 31 décembre 2006	7,4	1,0	8,7	239,0	256,1	377,1	2 293,3	2 926,5

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 (300,8) millions d'euros, (83,3) millions d'euros et 1,9 millions d'euros au 31 décembre 2007 (contre (357,8) millions d'euros, (96,7) millions d'euros et (3,1) millions d'euros au 31 décembre 2006).

Risque de crédit lié aux activités de placement

Le Groupe est exposé au risque crédit sur le placement de ses excédents (hors prêts à des sociétés non consolidées) et au travers de l'utilisation d'instruments financiers dérivés. Le risque crédit correspond à la perte que le Groupe pourrait supporter en cas de défaillance des contreparties à leurs obligations contractuelles. Dans le cas des instruments financiers dérivés, ce risque correspond à la juste valeur positive.

Au 31 décembre 2007, le total des encours exposés au risque crédit est de 7 535 millions d'euros. Les contreparties "investment grade" (contreparties dont la notation minimale est de BBB- chez Standard & Poor's ou Baa3 chez Moody's) représentent 82% de l'exposition. Le reste de l'exposition est localisé sur des contreparties n'ayant pas de notation (11%) et des contreparties non "investment grade" (7%). L'essentiel de ces deux dernières expositions est portée 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 2007, aucune contrepartie ne représentait plus de 8% des placements des excédents.

15.1.2 Risque de liquidité

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.

La centralisation des besoins de financement et des excédents de trésorerie du Groupe est assurée via les véhicules de financement (long terme et court terme) ainsi que via les véhicules de cash pooling du Groupe.

La centralisation des besoins et excédents court terme est organisée autour de véhicules financiers dédiés. Ces véhicules sont gérés à Paris ainsi qu'au Grand-Duché de Luxembourg (SUEZ Finance S.A., Tractebel Cash Management Services, Electrabel Finance & Treasury Management) pour les pays européens, et à Houston, Texas (SUEZ Finance LP) pour l'Amérique du Nord. Ces véhicules centralisent ainsi la quasi-totalité des besoins et des excédents disponibles des sociétés contrôlées. En 2006, le Groupe a mis en œuvre un cash pooling européen automatisé qui permet d'accroître et de systématiser la centralisation du cash. En 2007, la quasi-totalité du périmètre géré a été connecté. Les quelques cash pooling manuels résiduels seront automatisés en 2008.

L'accès aux marchés des capitaux à long terme est principalement concentré sur le GIE SUEZ Alliance et sur Electrabel qui portent ou garantissent 75% des dettes obligataires du Groupe, 100% des billets de trésorerie émis et 89% des lignes de crédit (en ce compris les lignes portées par la maison mère Suez).

Le Groupe diversifie ses ressources de capitaux permanents en procédant le cas échéant à des émissions obligataires publiques ou privées, dans le cadre de son programme d'Euro Medium Term Notes, et à des émissions de billets de trésorerie en France et en Belgique et de Commercial Paper aux Etats-Unis.

Au 31 décembre 2007, les ressources bancaires représentent 43% de la dette brute, (hors découverts bancaires, coût amorti et effet des dérivés), le reste étant financé par le marché des capitaux (dont 9 308 millions d'obligataires soit 46% de la dette brute). Les encours d'émission de papier à court terme (billets de trésorerie et Commercial Paper) représentent 11% de la dette brute et s'élevaient à 2 179 millions d'euros au 31 décembre 2007 (se reporter à la Note 14.2). 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 pour le cas où l'accès à cette source de financement viendrait à se tarir.

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 10 762 millions d'euros au 31 décembre 2007, dont 1706 millions d'euros tirés. 89% des lignes de crédit totales et 91% des lignes non tirées sont centralisées. Aucune de ces lignes ne contient de clause de défaut liée à des ratios financiers ou à des niveaux de notation.

La trésorerie active (nette des découverts bancaires) s'élève à 6 540 millions d'euros au 31 décembre 2007. Les excédents portés par les véhicules centraux sont gérés dans le cadre d'une politique unique. L'objectif de gestion est de préserver la liquidité du portefeuille tout en assurant un rendement supérieur à celui d'un fond sans risque. Compte tenu de la volatilité observée sur les rendements des OPCVM, suite à la crise des crédits hypothécaires US à risque, les excédents au 31 décembre 2007 sont investis en quasi-totalité en dépôts bancaires à terme.

Les excédents de cash 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 financières des contreparties.

Au 31 décembre 2007, les flux contractuels non actualisés sur l'encours des dettes financières par date de maturité sont les suivants :

Au 31 décembre 2007 En millions d'euros	TOTAL	2008	2009	2010	2011	2012	Au-delà de 5 ans
Emprunts obligataires	9 308,1	2 272,0	2 382,1	1 033,3	550,2	379,3	2 691,2
Billets de trésorerie	2 179,0	2 179,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Tirages sur facilités de crédit	1 706,3	174,6	99,2	369,6	0,0	0,0	1 062,9
Emprunts sur location financement	1 126,7	134,1	115,5	88,1	79,3	71,4	638,3
Autres emprunts bancaires	4 252,2	633,1	432,7	329,7	629,0	312,8	1 915,0
Autres emprunts	1 481,3	63,6	91,0	928,1	10,7	273,2	114,7
Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	1 500,1	1 500,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Encours des dettes financières	21 553,7	6 956,5	3 120,6	2 748,8	1 269,1	1 036,7	6 422,0
Flux contractuels d'intérêts non actualisés	5 087,9	960,1	764,0	566,1	406,4	348,4	2 042,9
Total	26 641,6	7 916,6	3 884,6	3 314,9	1 675,6	1 385,1	8 464,9

Au 31 décembre 2006 En millions d'euros	TOTAL	2007	2008	2009	2010	2011	Au-delà de 5 ans
Encours des dettes financières	19 499,4	6 468,2	931,8	3 760,3	2 715,0	664,3	4 959,8

Au 31 décembre 2005 En millions d'euros	TOTAL	2006	2007	2008	2009	2010	Au-delà de 5 ans
Encours des dettes financières	25 063,8	8 792,3	2 434,4	917,1	4 034,3	2 386,6	6 499,1

Au 31 décembre 2007, 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 2007 En millions d'euros	TOTAL	2008	2009	2010	2011	2012	Au-delà de 5 ans
Dérivés (hors matières premières)	(78,0)	(136,8)	207,9	(70,0)	9,6	0,6	(89,3)

Les facilités de crédit confirmées non utilisées ont les échéances suivantes :

Programme de facilités de crédit confirmées non utilisées	2008	2009	2010	2011	2012	Au-delà de 5 ans	TOTAL
<i>En millions d'euros</i>							
Au 31 décembre 2007	743,7	284,5	1 685,1	210,0	5 950,0	182,4	9 055,8
	2007	2008	2009	2010	2011	Au-delà de 5 ans	TOTAL
Au 31 décembre 2006	705,2	78,2	170,2	1 683,2	154,6	5 774,8	8 566,2
	2006	2007	2008	2009	2010	Au-delà de 5 ans	TOTAL
Au 31 décembre 2005	451,5	240,3	76,8	288,6	1 608,0	4 479,8	7 145,0

Parmi ces programmes disponibles, 2 179 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 de 4 500 millions d'euros (échéance 2012) ainsi qu'un certain nombre de lignes bilatérales venant à échéance en 2010. Ces lignes ne sont pas subordonnées au respect de ratios ou de notes de crédit.

Au 31 décembre 2007, aucune contrepartie ne représentait plus de 8% des programmes de lignes de crédit confirmées non tirées.

15.1.3 Risques de marché

15.1.3.1 Risque de change

Par la diversification géographique de ses activités, le Groupe est exposé au risque de conversion, c'est-à-dire que son bilan et son compte de résultat sont sensibles aux variations des parités de change lors de la consolidation des comptes de ses filiales étrangères hors zone Euro. C'est sur les actifs nets que le Groupe détient aux Etats-Unis, au Brésil, en Thaïlande et au Royaume-Uni que l'essentiel des risques de conversion se concentre (se reporter à la Note 3.2).

En matière d'investissement dans des devises n'appartenant pas à la zone Euro, la politique de couverture du risque translationnel consiste à créer des passifs libellés dans la devise des cash-flows générés par ces actifs.

Parmi les instruments de couverture utilisés, la dette en devise constitue la couverture la plus naturelle mais le Groupe utilise également des produits dérivés de change qui permettent de recréer synthétiquement des dettes en devises : cross currency swaps, swaps de change et options de change.

Cette politique n'est cependant pas réalisable si le coût de couverture (in fine le taux d'intérêt de la devise de référence) est trop élevé. C'est le cas du Brésil où en raison d'une part d'un différentiel de taux trop élevé et d'autre part d'un mécanisme d'indexation des revenus locaux, le Groupe opte pour des couvertures catastrophes c'est-à-dire des assurances contre une dépréciation très importante de la devise (risque de décrochage temporaire).

Le contexte de marché est revu mensuellement pour le dollar US et le sterling. Il est suivi autant que de besoin sur les pays émergents de façon à essayer d'anticiper les dévaluations brutales. Le ratio de couverture des actifs est revu périodiquement en fonction du contexte de marché et à chaque entrée ou sortie d'actif. Toute modification substantielle du ratio de couverture fait l'objet d'une validation préalable du Management.

Les passifs libellés en devises étrangères représentent 43% de la dette nette du Groupe, hors coût amorti et effet des dérivés.

Instruments financiers par devises

Dette brute

En millions d'euros	31 décembre 2007			31 décembre 2006			31 décembre 2005		
	Avant	Impact des dérivés	Après	Avant	Impact des dérivés	Après	Avant	Impact des dérivés	Après
Zone €	16 584,2	(2 509,2)	14 075,0	15 216,2	(2 655,2)	12 561,0	19 497,0	(3 318,9)	16 178,1
Zone \$	2 053,0	1 853,3	3 906,3	2 042,5	1 869,8	3 912,3	3 367,0	2 449,1	5 816,1
Zone £	297,0	628,5	925,4	383,4	495,1	878,5	77,5	487,3	564,8
Autres devises	2 619,6	27,4	2 647,0	1 857,3	290,3	2 147,6	2 122,3	382,5	2 504,8
Total	21 553,7	0,0	21 553,7	19 499,4	0,0	19 499,4	25 063,8	0,0	25 063,8

Dette nette :

En millions d'euros	31 décembre 2007			31 décembre 2006			31 décembre 2005		
	Avant	Impact des dérivés	Après	Avant	Impact des dérivés	Après	Avant	Impact des dérivés	Après
Zone €	10 239,5	(2 509,2)	7 730,3	7 829,8	(2 655,2)	5 174,6	10 156,1	(3 318,9)	6 837,2
Zone \$	1 560,9	1 853,3	3 414,2	1 593,9	1 869,8	3 463,7	2 590,2	2 449,1	5 039,3
Zone £	203,1	628,5	831,5	249,9	495,1	745,0	(25,6)	487,3	461,7
Autres devises	1 510,7	27,4	1 538,0	1 046,5	290,3	1 336,8	1 083,1	382,5	1 465,6
Total	13 514,1	0,0	13 514,1	10 720,1	0,0	10 720,1	13 803,8	0,0	13 803,8

Dérivés de change

Les dérivés détenus en couverture du risque de change sont présentés ci-après.

Dérivés de change	31 décembre 2007		31 décembre 2006		31 décembre 2005	
	Total valeur de marché	Total nominal	Total valeur de marché	Total nominal	Total valeur de marché	Total nominal
Couverture de juste valeur	3,4	123,1	4,9	207,5	(4,8)	269,0
Couverture des flux de trésorerie	47,6	995,0	56,6	521,5	56,4	426,0
Couverture d'investissement net	81,9	693,6	54,3	1 682,4	(20,5)	4 342,9
Dérivés non qualifiés de couverture	310,0	5 178,8	208,7	3 975,0	120,0	1 793,9
Total	442,9	6 990,5	324,5	6 386,4	151,1	6 831,8

Les valeurs de marché 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.

Les couvertures de flux de trésorerie correspondent essentiellement à de la couverture de flux d'exploitation futurs en devises.

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 structurés qui ne peuvent, de par leur nature et parce qu'ils ne répondent pas aux critères d'efficacité définis par IAS 39, être qualifiés de couverture comptable. Ces contrats couvrent économiquement des engagements en devise. L'effet constaté sur les dérivés de change est d'ailleurs quasi-intégralement compensé par des résultats de change sur les éléments couverts.

15.1.3.2 Risque de taux d'intérêt

L'objectif du Groupe est de réduire son coût de financement en limitant l'impact des variations de taux d'intérêt sur son compte de résultat.

La politique du Groupe est d'opérer une diversification des références de taux de la dette nette entre taux fixe, taux variable et taux variable protégé («taux variable cappé»). L'objectif du Groupe est de disposer d'une répartition équilibrée entre les différentes références de taux à horizon moyen terme (5 ans). La répartition pourra évoluer autour de l'équilibre en fonction du contexte de marché.

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.

Les positions sont gérées de manière centralisée. Les positions de taux sont revues trimestriellement et lors de toute nouvelle levée de financement. Toute modification substantielle de la structure de taux fait l'objet d'une approbation préalable du Management.

Le coût de la dette du Groupe est sensible à l'évolution des taux pour toutes les dettes indexées sur des taux variables. Le coût de la dette du Groupe est également impacté par la variation de valeur de marché des instruments financiers dérivés non documentés comme couverture en IAS 39. A ce jour, aucune des couvertures optionnelles contractées par le Groupe n'est documentée comme couverture en IAS 39 même si elles offrent une couverture économique (se reporter à la Note 6.2).

Au 31 décembre 2007, le Groupe dispose d'un portefeuille de couvertures optionnelles (caps) le protégeant contre une hausse des taux courts euros, dollars US et sterling. La quasi-totalité des couvertures optionnelles euros, dollars US et sterling (soit 3,1 milliards d'euros) ont été activées, ayant pour conséquence de fixer le coût de la dette, les taux courts euros, dollars US et sterling étant supérieurs aux niveaux protégés. Cependant, la valeur de ce portefeuille de couvertures optionnelles s'apprécie quand les taux courts et longs augmentent de façon homogène et se déprécie inversement.

Au 31 décembre 2007 après prise en compte des instruments financiers, environ 51% de la dette brute du Groupe était à taux variable et 49% à taux fixe. La quasi-totalité des excédents de trésorerie du Groupe étant investie à court terme (et donc à taux variable), la dette nette est à 78% à taux fixe et à 22% à taux variable au 31 décembre 2007, ce qui a pour conséquence de limiter fortement la sensibilité à la hausse des taux.

Instruments financiers par type de taux

Dette brute :

<i>En millions d'euros</i>	31 décembre 2007			31 décembre 2006			31 décembre 2005		
	Avant	Impact des dérivés	Après	Avant	Impact des dérivés	Après	Avant	Impact des dérivés	Après
Variable	12 783,4	(1 731,7)	11 051,7	8 844,7	2 255,1	11 099,8	13 644,7	2 582,2	16 226,9
Fixe	8 770,2	1 731,7	10 502,0	10 654,7	(2 255,1)	8 399,6	11 419,1	(2 582,2)	8 836,9
Total	21 553,7	0,0	21 553,7	19 499,4	0,0	19 499,4	25 063,8	0,0	25 063,8

Dette nette :

<i>En millions d'euros</i>	31 décembre 2007			31 décembre 2006			31 décembre 2005		
	Avant	Impact des dérivés	Après	Avant	Impact des dérivés	Après	Avant	Impact des dérivés	Après
Variable	4 743,7	(1 731,7)	3 011,9	64,9	2 255,1	2 320,0	2 384,9	2 582,2	4 967,1
Fixe	8 770,2	1 731,7	10 502,0	10 654,7	(2 255,1)	8 399,6	11 419,1	(2 582,2)	8 836,9
Total	13 514,1	0,0	13 514,1	10 720,1	0,0	10 720,1	13 803,8	0,0	13 803,8

Prêts aux sociétés affiliées :

<i>En millions d'euros</i>	31 décembre 2007			31 décembre 2006			31 décembre 2005		
	Avant	Impact des dérivés	Après	Avant	Impact des dérivés	Après	Avant	Impact des dérivés	Après
Variable	1 768,4	0,0	1 768,4	1 648,4	0,0	1 648,4	1 369,3	0,0	1 369,3
Fixe	390,4	0,0	390,4	404,2	0,0	404,2	516,9	0,0	516,9
Total	2 158,8	0,0	2 158,8	2 052,6	0,0	2 052,6	1 886,2	0,0	1 886,2

Dérivés de taux d'intérêt

Les dérivés détenus en couverture du risque de taux d'intérêt sont présentés ci-après.

Dérivés de taux	31 décembre 2007		31 décembre 2006		31 décembre 2005	
	Total valeur de marché	Total nominal	Total valeur de marché	Total nominal	Total valeur de marché	Total nominal
<i>En millions d'euros</i>						
Couverture de juste valeur	29,5	3 662,1	101,4	6 055,1	285,3	5 711,9
Couverture des flux de trésorerie	(27,2)	2 055,7	(0,3)	1 187,0	(33,6)	1 442,4
Dérivés non qualifiés de couverture	34,9	4 991,6	37,9	4 773,2	41,3	7 442,0
Total	37,2	10 709,4	139,0	12 015,4	293,0	14 596,3

Les valeurs de marché présentées ci-dessus sont de signe positif dans le cas d'un actif et de signe négatif dans le cas d'un passif.

Les couvertures de juste valeur correspondent essentiellement à des opérations de variabilisation de la dette.

Les couvertures de flux de trésorerie correspondent essentiellement à de la couverture de dettes à taux variables.

Les instruments non qualifiés de couvertures correspondent à des instruments complexes qui ne peuvent, de par leur nature ou parce qu'ils ne répondant pas aux critères d'efficacité définis par IAS 39, être qualifiés de couverture comptable, bien qu'ils couvrent économiquement des emprunts.

15.1.3.3 Impacts spécifiques des couvertures du risque de change et de taux d'intérêt

Couverture de juste valeur :

Au 31 décembre 2007 l'impact net des couvertures de juste valeur enregistré au compte de résultat est négligeable.

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 :

<i>En millions d'euros</i>	31 décembre 2007
	Valeur de marché des dérivés par date de maturité
2008	(6,9)
2009	(13,0)
2010	18,3
2011	(1,8)
2012	2,9
> 5 ans	20,8
Total	20,4

Au 31 décembre 2007, les pertes et gains enregistrés en capitaux propres sur la période est de 58,0 millions d'euros.

Le montant recyclé des capitaux propres et comptabilisé dans le résultat de la période représente un gain de 13,2 millions d'euros.

La part inefficace comptabilisée en résultat au titre de ces couvertures de flux de trésorerie est négligeable.

Couverture d'investissement net :

La part inefficace comptabilisée en résultat au titre de ces couvertures d'investissement net est de + 24,7 millions d'euros.

15.1.3.4 Analyse de sensibilité : instruments de change et de taux d'intérêt

L'analyse de sensibilité a été établie sur base de la situation de la dette (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:

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 de reporting des sociétés les portant à leur bilan et dans la mesure où ces passifs n'ont pas été qualifiés de couvertures d'investissements nets. In fine, l'impact d'une variation uniforme défavorable de 10% des devises contre Euro a un impact en résultat non significatif.

Impact sur les capitaux propres :

Pour les passifs 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 + 172,4 millions d'euros. Cette variation est compensée par un effet de sens inverse sur l'investissement net en devises couverts.

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'intérêts en vigueur à la date de clôture.

Impact sur le résultat:

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 28,1 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 54,6 millions d'euros. La dissymétrie de l'impact est liée à l'impact du portefeuille de caps.

Une augmentation de 1% des taux d'intérêt (identique pour toutes les devises) génèrerait, en compte de résultat, un gain de 153,5 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 81 millions d'euros. La dissymétrie de l'impact est liée au portefeuille de cap pour lesquels la perte est limitée à la valeur du MtM stockée au bilan.

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 59,4 millions d'euros lié à la variation de juste valeur des dérivés documentés en couverture de flux de trésorerie.

15.1.3.5 Risque de marché : instruments de capitaux propres

Au 31 décembre 2007, les titres disponibles à la vente détenus par le Groupe s'élèvent à 4 120,7 millions d'euros (cf. Note 14.1.1).

Une baisse de 10% de la valeur des titres cotés aurait un impact d'environ 236 millions d'euros sur les résultats ou capitaux propres du Groupe, selon que la baisse est considérée comme significative et prolongée ou non.

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.

15.2 Risque pays

Le Groupe a estimé dans le courant de l'année 2005 qu'il était opportun de procéder à la couverture de la composante risque pays de la valeur de ses investissements au Brésil. Le risque sous-jacent identifié dans ce cas est que dans le cas d'un soudain élargissement des spreads crédits souverains brésiliens (suite, par exemple, à une crise économique ou politique de premier ordre), la valeur des investissements du Groupe serait impactée à travers un accroissement des facteurs d'actualisation. Afin de bâtir une couverture contre ce risque, le Groupe a procédé à l'achat de protection sous la forme de credit default swaps sur le risque souverain brésilien. Le concept est que le Groupe a consenti au paiement d'une prime limitée, afin de garantir un pay-off important, correspondant à la différence entre la valeur faciale et la valeur de marché d'une obligation de référence de l'État brésilien libellée en dollar (USD), en cas de survenance d'un credit event (défaut, restructuration, accélération...) affectant le Brésil. La taille nominale de cette protection au 31 décembre 2007 est de 200 millions de dollars, dont 100 millions de dollars échéant en mars 2009, et 100 millions de dollars échéant fin 2012.

Au 31 décembre 2007, la valeur de marché de ces contrats, qui au regard de la norme IAS 39 ne sont pas documentés comme des couvertures, est de 0,25 millions d'euros (y inclus la quote-part de primes restant à payer).

15.3 Gestion des risques liés aux instruments financiers sur matières premières

15.3.1 Stratégies et objectifs

Afin d'assurer son approvisionnement à court ou à long terme et d'optimiser sa chaîne de production et de vente, le Groupe effectue des transactions sur les marchés du gaz naturel, de l'électricité, de produits pétroliers et du charbon. Le Groupe effectue également des transactions sur le marché européen d'échange des droits d'émissions de CO₂ («European greenhouse gas emissions trading rights market»). Ces transactions exposent le Groupe aux variations de cours des matières premières et peuvent créer de la volatilité dans le compte de résultat, les capitaux propres et les flux de trésorerie d'une période à l'autre. De ce fait, le Groupe a recours à des instruments financiers dérivés sur matières premières au travers de diverses stratégies destinées à éliminer ces risques en tout ou en partie.

L'utilisation de ces instruments est régie par les politiques de couverture et de négoce approuvées par la direction générale des branches concernées. Les services de négoce et de gestion de portefeuille gèrent les risques de marché et de crédit conformément aux objectifs et aux limites fixés par les directions.

Dans chacune des branches concernées, un comité de contrôle de risque, indépendant des services de gestion de portefeuille ou de négoce, et nommé par la direction générale, surveille et contrôle les risques et les stratégies mises en place afin de réduire l'exposition du Groupe aux variations de cours des matières premières et au risque de crédit. La conformité des positions avec les politiques de couverture et de négoce est contrôlée quotidiennement par des services de contrôle de risque indépendants. Ceux-ci sont responsables des calculs de juste valeur et des risques de marché et de crédit. Les services de contrôle de risque établissent des rapports quotidiens sur la performance et l'exposition résultant des activités de couverture et de négoce.

15.3.1.1 Activités de négoce

Certaines entités du Groupe engagent également des positions pour compte propre. Dans ce cadre, ils effectuent des transactions au comptant ou à terme de gaz naturel, d'électricité et de divers produits pétroliers, sur des marchés organisés ou de gré à gré. Ils offrent également à leurs clients des services de gestion des risques. Ces transactions sont réalisées en Europe et aux Etats-Unis par l'intermédiaire d'instruments variés. Parmi ceux-ci figurent : (a) des contrats à terme comprenant la livraison finale d'une matière première énergétique, (b) des contrats de swaps prévoyant le paiement à des (ou de la part de) contreparties pour un montant fonction de la différence entre un prix fixe et les cours variables d'une matière première, (c) des options et d'autres accords contractuels.

Le chiffre d'affaires des activités de négoce s'est élevée à 37 millions d'euros au 31 décembre 2007 (contre 151 millions d'euros en 2006).

15.3.1.2 Opérations de couverture

Le Groupe engage des opérations de couverture de flux (« cash-flow hedges »), telle que définie par 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. L'objectif du Groupe est de se prémunir contre les évolutions défavorables des prix de marché pouvant en particulier affecter les coûts d'approvisionnement ou les marges des contrats de vente liées à des transactions futures, hautement probables.

Le Groupe ne détient pas, au 31 décembre 2007, d'instruments dérivés de couverture de juste valeur (« fair value hedges »).

15.3.1.3 Autres instruments financiers dérivés sur matières premières

Ces contrats sont (i) utilisés dans le but de gérer de manière globale l'exposition à certains risques de marché, (ii) conclus par le Groupe pour bénéficier de différences de prix de marché à des fins d'optimisation de sa marge, (iii) des contrats considérés comme des options vendues au regard de la norme IAS 39, ou (iv) des contrats pour lesquels le Groupe adopte une pratique de règlement net.

Le Groupe détient également certains contrats d'achat et de vente prévoyant la livraison physique des biens, documentés comme conclus par le Groupe dans le cadre de son activité normale, mais qui contiennent des clauses répondant à la définition d'un dérivé incorporé au regard de la norme IAS 39. Pour certains contrats, ces clauses ont dû être comptabilisées séparément du contrat hôte, les variations de juste valeur étant enregistrées dans le compte de résultat. Plus spécifiquement, certains dérivés cachés ont été traités séparément pour des contrats hôtes contenant (i) des clauses de prix qui lient le prix du contrat à l'évolution d'un index ou au prix d'une matière première autre que celui ou celle qui est délivré, (ii) des indexations sur devises étrangères qui ne sont pas considérées comme étant étroitement liées au contrat hôte, ou (iii) d'autres clauses.

15.3.2 Juste valeur des instruments financiers dérivés sur matières premières

Les justes valeurs des instruments financiers dérivés sur matières premières au 31 décembre 2007 et 2006 sont indiquées dans le tableau ci-dessous :

en millions d'euros	31 déc. 2007				31 déc. 2006			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant
Couverture de juste valeur	523,8	114,4	-201,7	-179,7	426,3	205,9	-366,0	-228,3
GAZ NATUREL	57,5	22,0	-48,0	-122,0	98,5	8,3	-145,5	-140,8
Swaps	56,9	21,9	-47,2	-121,9	80,3	8,3	-137,0	-135,9
Options				-0,1				-4,2
Forwards/futures	0,6	0,1	-0,8		18,2		-8,5	-0,7
ELECTRICITE	21,7	35,2	-39,1	-16,5	16,6	20,3	-43,6	-19,9
Swaps	13,0	10,1	-27,1	-4,8	1,8	3,5	-39,6	-11,9
Options			-0,4		1,0		-0,1	
Forwards/futures	8,7	25,2	-11,6	-11,7	13,8	16,8	-3,9	-8,0
CHARBON	79,0	41,0	-0,7		14,9	13,4	-3,0	0,0
Swaps	79,0	41,0	-0,7		14,9	13,4	-3,0	0,0
Options								
Forwards/futures								
PETROLE	289,3		-0,1	-34,2	137,7	106,0	-3,7	-1,2
Swaps	289,3		-0,1	-34,2	137,7	87,8	-3,7	-1,2
Options						18,2		
Forwards/futures								
AUTRES	76,3	16,1	-113,8	-6,9	158,6	57,9	-170,2	-66,5
Swaps	75,3		-98,2	-6,1	157,7	57,9	-170,2	-66,5
Options					0,9			
Forwards/futures	1,0	16,1	-15,6	-0,8				
Instruments financiers dérivés afférents aux activités de négoce	2 303,1	-	-2 285,5	-	2 256,6	-	-2 155,4	-
Autres instruments financiers dérivés	515,6	228,8	-689,4	-359,0	590,9	170,9	-828,1	-337,8
TOTAL	3 342,5	343,2	-3 176,6	-538,7	3 273,9	376,8	-3 349,5	-566,1

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 des 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 ; ces dernières peuvent soit être documentées comme élément couvert au regard de la norme IAS 39, soit entrer dans le cadre de l'activité normale du Groupe.

Pour les opérations de couverture de flux, les montants notionnels de ces instruments ainsi que leurs échéances sont indiqués ci-après :

	Montants notionnels (nets)*						Total
	En millions de MWh au 31 décembre 2007						
	2008	2009	2010	2011	2012	> 5 ans	
Gaz naturel, électricité et charbon	-40,1	-9,0	1,7	0,1	0,9		-46,4
Produits pétroliers	13,8	1,0					14,8
TOTAL	-26,3	-8,0	1,7	0,1	0,9		-31,6

Conformément aux dispositions de la norme IAS 39, la part efficace des variations de juste valeur de l'instrument financier dérivé est comptabilisée dans les capitaux propres et la part inefficace dans le résultat de la période. Les gains ou pertes accumulés en capitaux propres doivent être reclassés en résultat pendant les mêmes périodes au cours desquelles les flux de trésorerie couverts impactent le résultat.

Au 31 décembre 2007, un gain de +376 million d'euros est comptabilisé dans les capitaux propres (contre +948 millions d'euros en 2006). Un gain de +30 millions d'euros est reclassé de capitaux propres vers le compte de résultat en 2007 (contre +301 millions d'euros en 2006).

Les gains et pertes relatives à la partie inefficace des couvertures sont enregistrés en compte de résultat. Au titre de 2007, une perte de 26 millions d'euros a été enregistrée (une perte de 56 millions d'euros en 2006).

15.3.3 Risques financiers liés à l'utilisation des instruments financiers dérivés sur matières premières

15.3.3.1 Risque de marché

Le Groupe est exposé aux variations de cours des matières premières. Celles-ci induisent de la volatilité dans les résultats, les capitaux propres et dans les flux de trésorerie d'une période à une autre. Pour cette raison, le Groupe utilise des instruments financiers dérivés dans le cadre de différentes stratégies afin d'éliminer en totalité ou en partie ces risques. Les risques de marché sont gérés par les services de négoce et de gestion de portefeuille en accord avec les politiques de couverture et de négoce ainsi que les procédures de gestion des risques.

Le risque de marché des positions sur matières premières est évalué, mesuré et géré quotidiennement au moyen de la « value at risk (VaR) », conjointement à d'autres limites de risque de marché. La quantification du risque de marché par la VaR fournit une mesure transversale du risque, tous marchés et produits confondus. Le recours à ces méthodologies nécessite la fixation d'hypothèses clés, notamment la sélection d'un intervalle de confiance et d'un horizon de détention.

La VaR représente la perte potentielle maximale sur la valeur d'un portefeuille d'actifs compte tenu d'un horizon de détention et d'un intervalle de confiance. La value at risk ne constitue pas une indication des résultats attendus. Le Groupe utilise un horizon de détention de 1 jour et un intervalle de confiance de 95%.

Value at risk en millions d'euros	31 déc. 2007	2007 moyenne ^(a)	2006 moyenne ^(a)	2005 moyenne ^(a)	Maximum 2007 ^(b)	Minimum 2007 ^(b)
Activités de négoce	4,34	4,6	5,8	2,5	9,01	2,12

(a) Moyenne des VaR quotidiennes

(b) Maximum et minimum observés en fin de mois en 2007

La VaR concernant les dérivés de couverture et les autres instruments financiers dérivés sur matières premières est de 49 millions d'euros au 31 décembre 2007. Ces instruments sont utilisés afin de gérer et de réduire l'exposition au risque de marché susceptible d'affecter la marge attendue des actifs de production du Groupe.

15.3.3.2 Risque de liquidité

Se reporter à la Note 15.1.2 pour la gestion du risque de liquidité par le Groupe.

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 <i>en millions d'euros</i>	2008	2009	2010	2011	2012	> 5 ans	Total
Instruments financiers dérivés passifs	-5 854,8	-1 993,5	-552,6	-28,6	-76,0	-44,9	-8 550,4
Instruments financiers dérivés actifs	6 041,1	1 872,0	521,2	29,4	92,5	5,8	8 562,0
Total au 31 décembre 2007	186,3	-121,5	-31,4	0,8	16,5	-39,1	11,6

15.3.3.3 Risque de crédit

A travers l'utilisation des instruments financiers dérivés, le Groupe est exposé au risque de crédit. Le risque de crédit correspond à la perte que le Groupe aurait à supporter en cas de défaillance de contreparties à leurs obligations contractuelles. Dans le cas des instruments financiers dérivés, ce risque correspond à la juste valeur positive des dérivés. Quand la juste valeur des dérivés est négative, le Groupe doit à la contrepartie et, n'assume donc aucun risque de crédit. Lors de l'évaluation des instruments financiers dérivés, le facteur risque de crédit est intégré dans la détermination de la juste valeur de ces dérivés.

Le Groupe a mis en place des procédures de crédit aux contreparties et une politique de gestion du risque en vue de minimiser le risque (évaluation de la situation financière des contreparties y compris notation financière, demande de gages, recours si possible à des accords standardisés autorisant la compensation des expositions positives et négatives vis-à-vis d'une même contrepartie, exigences de nantissements).

Risques de contreparties <i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2007		31 déc. 2006	
	Investment Grade ^(a)	Total	Investment Grade ^(a)	Total
Contreparties				
Exposition brute	4 185,0	4 512,5	3 634,9	5 036,5
Exposition nette ^(b)	1 538,2	1 703,7	1 516,2	1 575,9
<i>% de l'exposition crédit des contreparties "Investment Grade"</i>	<i>90,3%</i>		<i>96,2%</i>	

a. 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

b. Après prise en compte d'exigences de nantissements, d'accords de compensation et d'autres techniques de rehaussement de crédit

15.3.4 Engagements hors-bilan 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 et des contrats dits «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 de SUEZ Energie Europe, SUEZ Energie International et Elyo. Ils sont valorisés au cours

spot de clôture ou au prix prévu par les contrats si celui-ci n'est pas exclusivement fonction des conditions de marché et, compte tenu de leur maturité, font l'objet d'une actualisation sur la base des taux des obligations émises par les entreprises de premier rang. Le Groupe s'est également engagé à acheter ou vendre des prestations de services futures dans le cadre de la réalisation de contrats à long terme.

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2007	Dont part à moins d'un an	Dont part de un à cinq ans	Dont part à plus de cinq ans	31 déc. 2006
Achats fermes de matières premières, combustibles et services	52 350,3	9 739,0	20 535,0	22 076,3	56 705,0
Total des engagements donnés	52 350,3	9 739,0	20 535,0	22 076,3	56 705,0
Ventes fermes de gaz, électricité, vapeur, pétrole et services	40 322,4	14 245,0	16 775,2	9 302,2	35 939,0
Total des engagements reçus	40 322,4	14 245,0	16 775,2	9 302,2	35 939,0

NOTE - 16. Stocks

Les stocks s'élèvent à 1571,8 millions d'euros au 31 décembre 2007 contre 1 483,4 millions d'euros au 31 décembre 2006 et 1 344,8 millions d'euros au 31 décembre 2005 et comprennent essentiellement des combustibles (charbon, gaz et uranium).

16.1 Quotas d'émission de CO₂

La valeur au bilan des quotas d'émissions de CO₂ est non significative.

<i>En milliers de tonnes</i>	31 déc. 2007	31 déc. 2006	31 déc. 2005
Droits attribués	48 334,2	45 741,9	43 715,6
Droits achetés	24 541,5	15 214,5	935,6
Droits rendus et/ou consommés	(38 036,1)	(44 174,4)	(42 283,7)
Droits vendus	(17 964,0)	(10 498,7)	(7 102,0)
Total	16 875,6	6 283,3	(4 734,5)

NOTE - 17. Autres actifs

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2007			31 déc. 2006			31 déc. 2005		
	Part non courante	Part courante	Total	Part non courante	Part courante	Total	Part non courante	Part courante	Total
Droits à remboursement	449,2	39,7	488,9	523,7	40,8	564,5	1 393,6	267,3	1 660,9
Créances fiscales		1 229,8	1 229,8		923,1	923,1		726,3	726,3
Autres créances	281,3	1 287,0	1 568,3	255,1	1 372,7	1 627,8	292,9	1 699,5	1 992,4
Total	730,5	2 556,5	3 287,0	778,8	2 336,6	3 115,4	1 686,5	2 693,1	4 379,6

Les droits à remboursement au 31 décembre 2007 comprennent :

- des droits à remboursement d'Electrabel concernant les engagements de retraite du personnel de distribution des Intercommunales wallonnes pour 309,5 millions d'euros (dont 39,7 millions d'euros en part courante). En effet, Electrabel met 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) est facturé par Electrabel aux Intercommunales sur la base des charges effectivement payées. L'engagement de retraite d'Electrabel envers ce personnel est dès lors comptabilisé au passif du bilan (au sein des provisions pour retraite) en contrepartie d'un droit à remboursement sur les Intercommunales d'un montant similaire
- les polices d'assurance contractées avec la partie liée Contassur dans le cadre du financement de certains engagements de retraite pour un montant de 179,3 millions d'euros.

La variation des droits à remboursement entre 2006 et 2005 provient essentiellement de la cession d'Electrabel Netten Vlanderen et de la création, suivie de sa cession, de Brussels Network Operations (voir Note 2.2.2).

NOTE - 18. Éléments sur capitaux propres

18.1 Capital social

Il n'existe pas d'actions ordinaires non libérées. Au 31 décembre, le capital social se compose comme suit :

Actions émises	Nombre d'actions	Capital social <i>(en millions d'euros)</i>
au 31 décembre 2007		
<i>Actions ordinaires d'une valeur nominale de 2€ entièrement libérées</i>	1 307 043 522	2 614,09
au 31 décembre 2006		
<i>Actions ordinaires d'une valeur nominale de 2€ entièrement libérées</i>	1 277 444 403	2 554,89
au 31 décembre 2005		
<i>Actions ordinaires d'une valeur nominale de 2€ entièrement libérées</i>	1 270 756 255	2 541,51

Les actions émises durant l'exercice résultent des opérations suivantes :

	Nombre	Capital <i>(en millions d'euros)</i>	Primes <i>(en millions d'euros)</i>
Levées d'options de souscription d'actions	16 450 543	32,9	406,0
Augmentation de capital en numéraire réservé au personnel	13 148 576	26,3	361,6
Total	29 599 119	59,2	767,6

Chaque détenteur d'action(s) dispose d'un droit de vote par action à chacune des Assemblées Générales du Groupe. Toutefois, un droit de vote double est accordé aux détenteurs d'actions nominatives entièrement libérées détenues depuis plus de deux ans.

18.2 Évolution du nombre d'actions en circulation

Au 31 décembre 2005	1 257 860 134
Emissions	6 688 148
Achats et ventes d'actions propres	8 203 206
Au 31 décembre 2006	1 272 751 488
Emissions	29 599 119
Achats et ventes d'actions propres	(25 845 657)
Au 31 décembre 2007	1 276 504 950

18.3 Titres donnant accès à de nouvelles actions

Plans de souscription d'actions

Le Groupe a attribué des options de souscriptions d'actions à ses salariés dans le cadre de plans de souscription d'actions présentés en Note 26.

18.4 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 du 4 mai 2007. 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 7 milliards d'euros, que le prix acquitté par action devra être inférieur à 55 euros (les modalités d'intervention sont rappelées dans le rapport de l'Assemblée Générale Mixte, au chapitre des résolutions). Dans le cadre de ce plan, 28 306 342 actions ont été acquises en 2007 pour un montant total de 1 150,5 millions.

Les actions d'autocontrôle représentent 30 538 572 actions au 31 décembre 2007 (contre 4 692 915 au 31 décembre 2006 et 12 896 121 au 31 décembre 2005), pour une valeur de 1 214,7 millions d'euros (contre 132,2 millions d'euros au 31 décembre 2006 et 355,7 millions d'euros au 31 décembre 2005), soit une augmentation de 25 845 657 actions.

Parmi celles-ci, les actions d'autocontrôle détenues par les filiales et portées en diminution des capitaux propres représentent une valeur de 8,5 millions d'euros.

	Nombre d'actions	Montant <i>(en millions d'euros)</i>
Au 31 décembre 2005	12 896 121	355,7
Achats par la société mère	10 211 710	338,2
Ventes par la société mère	(18 414 916)	(561,7)
Au 31 décembre 2006	4 692 915	132,2
Achats par la société mère	28 306 342	1 150,6
Ventes par la société mère	(2 911 336)	(71,6)
Ventes par les filiales	(75 824)	(0,1)
Modification du pourcentage d'intérêt filiales	526 475	3,6
Au 31 décembre 2007	30 538 572	1 214,7

18.5 Variation de juste valeur (part du Groupe)

<i>En millions d'euros</i>	30 déc. 2005	<i>Variation</i>	31 déc. 2006	<i>Variation</i>	31 déc. 2007
Actifs financiers disponibles à la vente	808,1	290,4	1 098,4	353,7	1 452,1
Couverture d'investissement net	(51,0)	42,4	(8,6)	4,2	(4,4)
Couverture de flux de trésorerie	(104,3)	87,3	(17,0)	(61,9)	(79,0)
Couverture des flux sur matières premières	(567,0)	658,5	91,5	342,8	434,4
Pertes et gains actuariels	(351,0)	52,4	(298,6)	381,5	82,9
Impôts différés	332,0	(318,3)	13,7	(247,4)	(233,7)
Ecart de conversion	562,8	(319,7)	243,2	(372,3)	(129,1)
Total	629,6	493,0	1 122,6	400,7	1 523,2

18.6 Autres informations sur les primes et réserves consolidées

Les primes et réserves consolidées (y compris le résultat de l'exercice) (19 270,1 millions d'euros au 31 décembre 2007) intègrent la réserve légale de la société SUEZ SA pour 261,4 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 SUEZ s'élèvent à 33 916,4 millions d'euros au 31 décembre 2007 (contre 28 908,7 millions d'euros au 31 décembre 2006 et 23 044,8 millions d'euros au 31 décembre 2005).

Les impôts comptabilisés directement en capitaux propres sont décrits en Note 7.2.

18.7 Dividendes

Dividendes payés par Suez SA

Exercice	Montant réparti en millions d'euros	Dividende net par action en euros
2005 (payé le 8 mai 2006)	1 260,2	1,00
2006 (payé le 7 mai 2007)	1 513,8	1,20

Dividendes proposés au titre de l'exercice 2007

Il sera proposé à l'Assemblée Générale du Groupe SUEZ statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2007 de verser un dividende unitaire de 1,36 euro par action soit un montant total de 1 737,5 millions d'euros.

Sous réserve d'approbation par l'Assemblée Générale, ce dividende sera mis en paiement le 14 mai 2008 et n'est pas reconnu en tant que passif dans les comptes au 31 décembre 2007, les états financiers à fin 2007 étant présentés avant affectation.

18.8 Gestion du capital

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 en 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. A 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 utilisés 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 concernent principalement 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.

Suez S.A. n'est sujet à aucune exigence externe en termes de capitaux propres minimum, excepté les exigences légales.

NOTE - 19. Provisions

<i>En millions d'euros</i>	31 décembre 2006	Dotations	Reprises pour utilisation	Reprises pour excédent	Variation de périmètre	Effet de la désac- tualisation	Ecarts de change	Autres	31 décembre 2007
Retraites et autres avantages du personnel	2 797,5	121,7	(194,2)	(52,3)	0,6	83,0	2,1	(412,4)	2 346,2
Retraitement et stockage des déchets	3 031,1	103,6	(28,3)	(71,1)	0,0	147,0	0,0	0,0	3 182,4
Risques sectoriels	260,4	40,5	(62,8)	(34,8)	1,5	0,0	(0,1)	1,2	205,8
Démantèlement des installations (a)	1 820,7	6,9	(10,1)	(9,0)	(0,0)	98,6	0,8	136,4	2 044,3
Garantie	65,3	31,5	(14,6)	(3,5)	0,0	0,0	(1,9)	2,3	79,1
Litiges, réclamations et risques fiscaux	461,2	70,7	(181,0)	(16,5)	0,9	0,0	(4,3)	5,1	336,1
Reconstitution de sites	485,9	41,8	(43,3)	(0,1)	9,8	25,2	(10,4)	16,3	525,0
Restructurations	80,8	24,5	(39,3)	(4,2)	(0,1)	0,7	(0,4)	(8,0)	54,1
Autres risques	782,9	225,9	(181,2)	(86,9)	21,4	12,5	(2,5)	9,9	782,1
Total provisions	9 785,8	667,0	(754,7)	(278,3)	34,1	367,1	(16,7)	(249,2)	9 555,1

(a) dont 1 896,3 millions d'euros au 31 décembre 2007 de provisions pour démantèlement des installations nucléaires

L'effet de désactualisation portant sur les retraites et autres avantages du personnel 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 notamment, pour les retraites et autres avantages du personnel, de la variation des droits à remboursement auprès des Intercommunales wallonnes pour le personnel de la distribution et des écarts actuariels générés en 2007 et comptabilisés en capitaux propres.

Les flux de dotations, reprises et variations liées à la désactualisation présentés ci-dessus, sont ventilés de la façon suivante dans le compte de résultat :

<i>En millions d'euros</i>	Dotations nettes
Résultat des activités opérationnelles	(358,6)
Autres produits et charges financiers	367,1
Impôts	(7,4)
Total	1,1

L'analyse par nature des provisions et les principes applicables à leurs modalités de calcul sont exposés ci-dessous.

19.1 Avantages du personnel

Se reporter à la Note 20

19.2 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 démantèlement des centrales nucléaires et de traitement de l'aval du cycle du combustible nucléaire.

19.2.1 Cadre légal

La loi belge du 11 avril 2003, modifiée par la loi du 25 avril 2007, attribuée 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 15 janvier 2007 par Synatom au Comité de suivi, entre temps renommé Commission des provisions nucléaires par la loi du 25 avril 2007. Par rapport au précédent dossier, les éléments de base que sont notamment la méthodologie d'estimation, les paramètres financiers et les scénarii de gestion retenus n'ont pas nécessité d'adaptation. Les modifications proposées ont visé à intégrer les données économiques et les analyses techniques détaillées les plus récentes.

Le Comité de suivi a marqué son accord sur la nouvelle proposition le 16 mars 2007, ce qui a conduit, d'une part, à une augmentation de 133 millions d'euros de la provision pour démantèlement des centrales nucléaires, la contrepartie consistant en un ajustement de l'actif de démantèlement à due concurrence et, d'autre part, à une diminution de 71 millions d'euros de la provision pour la gestion des matières fissiles irradiées, comptabilisée dans le résultat opérationnel courant au 31 décembre 2007.

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 qui pourraient affecter de manière significative les montants provisionnés.

19.2.2 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). Le taux d'actualisation nominal de 5 %, approuvé par le Comité de suivi dans son avis sur le dossier trisannuel établi en 2007, est basé sur une analyse de l'évolution et de la moyenne de taux de référence à long terme (taux des obligations linéaires belges (OLO) à 30 ans, taux 'benchmark' en euros à 30 ans et taux swap interbancaire à 30 ans);
- les travaux de démantèlement sont réputés débiter 5 à 8 ans après la mise à l'arrêt définitif des unités concernées, compte tenu 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. Cette provision est déterminée et actualisée annuellement selon la même méthodologie que pour les centrales situées en Belgique.

19.2.3 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 scénarios 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 l'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 ressortant d'offres fermes 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 le même que celui retenu pour la provision pour démantèlement des centrales;
- 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. .

« »

Compte tenu de la nature et de l'échéance des coûts qu'elles sont destinées à couvrir, les coûts effectivement supportés dans le futur pourraient différer de ceux estimés. Le montant de ces provisions pourraient également être ajusté dans le futur en fonction de l'évolution future 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.

19.2.4 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. A noter que l'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 de l'actif de démantèlement à due concurrence.

Il convient par ailleurs de préciser que la sensibilité aux taux, telle que présentée ci-dessus conformément aux prescrits normatifs, est mécanique et doit s'analyser avec toutes les précautions d'usage compte tenu des nombreux autres paramètres 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.

19.3 Démantèlements relatifs aux autres installations

A l'issue de leur durée d'exploitation, certaines installations, dont notamment les centrales classiques, doivent être démantelées. Cette obligation résulte de réglementations environnementales actuellement en vigueur dans les pays concernés, de contrats ou de l'engagement implicite du Groupe.

Ce passif est déterminé sur base des estimations techniques et budgétaires les plus adéquates. Le montant à décaisser à terme est actualisé en utilisant le même taux d'actualisation que les provisions pour démantèlement de centrales nucléaires soit 5%.

Lors de la comptabilisation initiale, le Groupe constate une provision correspondant à la valeur actuelle de l'engagement au moment de la mise en service et comptabilise un actif dit de démantèlement en contrepartie de ce passif. Cet actif est présenté dans la rubrique d'immobilisation corporelle concernée et amorti sur la durée d'utilité de l'installation.

Le montant de la provision est ajusté chaque année afin de tenir compte de l'effet de la désactualisation.

19.4 Risques sectoriels

Ce poste comprend principalement les provisions couvrant des garanties données dans le cadre de cessions et dont la mise en jeu est devenue probable.

19.5 Reconstitution de sites

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 au bilan 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 lixiviat) 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 lixiviat ;
- Le remplacement et la réparation des points de contrôle (piézomètres) ;
- Les coûts de traitement des lixiviat ;
- 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 au bilan 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).

19.6 Autres risques

Ce poste comprend principalement des risques divers liés au personnel, à l'environnement et à divers risques sur affaires.

NOTE - 20. Retraites et engagements assimilés

20.1 Description des principaux régimes de retraite et avantages assimilés

20.1.1 Sociétés appartenant au secteur 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), Distrigaz, Fluxys, Laborelec et partiellement SUEZ-TRACTEBEL SA.

Ces conventions, applicables au personnel «barémisé» engagé avant le 1^{er} juin 2002 et au personnel cadre engagé avant le 1^{er} 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 ayants 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 pré-financés sont alimentés par des cotisations des salariés et des employeurs. Les cotisations des employeurs sont déterminées annuellement sur la base d'une expertise actuarielle. Elle a pour but de vérifier que les obligations légales en matière de financement minimum sont remplies et que le financement à long terme des prestations est assuré.

Le personnel «barémisé» engagé à partir du 1^{er} juin 2002 et le personnel cadre engagé à partir du 1^{er} mai 1999 bénéficient de régimes à cotisations définies. Notons toutefois que, pour les cotisations versées depuis le 1^{er} 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. Les rendements dégagés sur les cotisations versées depuis 2004 sont supérieurs au taux minimum garanti de 3,25%.

Les sociétés du secteur de l'électricité et du gaz accordent également d'autres 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.

La détermination des engagements tient compte, dans le contexte réglementaire et conventionnel actuel, des modalités de prise en charge de ces engagements par la Distribution publique en Belgique. Dans le cadre de la séparation des activités de production et de distribution, la répartition des engagements a été examinée, les conséquences ont été prises en compte au 31 décembre 2006.

En 2007, un nouveau plan de pension du type prestations définies, avec formule "step rate" a été proposé aux cadres engagés avant le 1^{er} mai 1999. Ces cadres se sont vu proposer l'option suivante :

- rester dans leur plan actuel avec les avantages tels que décrits ci-dessus
- adhérer au nouveau plan de pension avec formule "step rate"
- demander leur transfert dans le plan de pension à contributions définies offert aux cadres engagés depuis le 1^{er} mai 1999

La majorité des cadres a opté pour le nouveau plan de pension.

Un nouveau plan de pension du type prestations définies avec formule "step rate" a également été proposé aux barémisés ancien statut (engagés avant le 1er juin 2002). La migration vers ce nouveau plan s'est faite au travers d'une CCT sectorielle.

Au total, il en a résulté un engagement supplémentaire de 51 millions d'euros, dont 12 millions d'euros sont couverts par un droit à remboursement des intercommunales (cf. infra).

La dette actuarielle relative à ces régimes représente environ 46% du total des engagements de retraite et autres au 31 décembre 2007.

20.1.2 Sociétés des Industries Electriques et Gazières (IEG) en France

Le régime de retraite des agents statutaires des sociétés affiliées au secteur des Industries Electriques et Gazières est une composante de la législation sur les régimes obligatoires d'assurance vieillesse au sens du Code de la Sécurité Sociale. Les sociétés du Groupe concernées par ce régime sont CPCU, SMEG, TIRU, GEG, Compagnie Nationale du Rhône (CNR) et plus récemment la SHEM.

A compter du 1^{er} janvier 2005, le fonctionnement du régime d'assurance vieillesse, invalidité, décès, accidents du travail et maladies professionnelles des Industries Electriques et Gazières (IEG) est assuré par la Caisse Nationale des Industries Electriques et Gazières (CNIEG). Les personnels salariés et retraités des IEG sont, à compter du 1^{er} janvier 2005, affiliés de plein droit à cette caisse.

Au 1^{er} janvier 2005, le régime de retraite des IEG est adossé au régime général ainsi qu'à l'ARRCO et à l'AGIRC. L'adossement au régime général se fait par le biais d'une intégration à maxima¹. En ce qui concerne les régimes ARRCO et AGIRC, les IEG ont choisi une intégration à minima².

La partie des prestations non couverte par les régimes de droit commun est appelée «droits spécifiques». Il s'agit de droits à prestations définies dont les modalités de financement ont été organisées par la loi du 9 août 2004. Les droits spécifiques font l'objet de provisions dans les comptes des sociétés conformément aux termes de cette loi et de ses décrets d'application. .

Une réforme des régimes spéciaux a été entreprise fin de l'année 2007 par le gouvernement français afin de répondre aux défis démographiques et financiers auxquels seront soumis les régimes de retraite dans les prochaines années. Le ministre du Travail, des Relations sociales et de la Solidarité a transmis au conseil d'administration de la CNIEG un projet de décret qui définit le cadre dans lequel s'inscrira l'harmonisation de ces régimes spéciaux avec celui de la fonction publique.

Simultanément, des négociations avec les partenaires sociaux se sont ouvertes concernant des mesures d'accompagnement. Ces mesures visent principalement l'évolution des rémunérations, l'accompagnement de l'allongement des parcours professionnels, et l'amélioration du dispositif de protection sociale de la branche professionnelle des IEG.

La CNIEG a procédé à des simulations afin de déterminer l'impact de ces modifications sur les provisions des sociétés concernées. Il apparaît qu'à hypothèses de départ constantes, le Groupe SUEZ verrait ses engagements diminuer de façon non significative.

Par ailleurs, des conventions ont été signées entre la SMEG et la CNIEG d'une part, et la SMEG et la CAR (Caisse d'allocation de retraite monégasque) d'autre part, par lesquelles :

- o la CNIEG reprend à son compte tous les engagements vis-à-vis des retraités et radiés de la SMEG (libération définitive) ;
- o la CAR se substitue à la CNAV en ce qui concerne le financement des retraites pour le personnel actif de la SMEG.

¹ Le régime général reprend à son compte la totalité des droits du passé, moyennant le versement d'une soulte destinée à préserver l'équilibre de ce régime suite à l'affiliation du personnel des IEG.

² Les régimes ARRCO et AGIRC reprennent à leur compte leur part dans les droits du passé, affectée d'un coefficient réducteur calculé de manière à prévenir tout déséquilibre dans ces caisses suite à l'affiliation du personnel des IEG. Dans ce cas, aucune soulte n'est due.

Il en résulte une reprise de provision de l'ordre de 20 millions d'euros, correspondant à la provision des retraités de la SMEG désormais à charge de la CNIEG.

20.1.3 Autres sociétés

La plupart des autres sociétés du Groupe accordent également à leur personnel des avantages postérieurs à l'emploi (régimes de retraite et de préretraite, indemnités de fin de carrière, couverture médicale, avantages en nature...), ainsi que d'autres avantages long terme (médailles du travail et autres primes d'ancienneté...).

Les régimes de retraite à prestations définies octroient des prestations (sous la forme de rentes ou d'un capital versé au moment du départ) qui sont généralement basées sur la rémunération en fin de carrière et la durée d'activité.

Aux Etats-Unis et en Angleterre notamment, les rentes versées lors du départ en retraite sont généralement définies par un pourcentage du salaire en fin de carrière.

En France, des indemnités de départ en retraite sont versées aux salariés, dont le montant, fixé par la convention collective applicable, est défini par un nombre de mois de salaire qui dépend de l'ancienneté acquise lors du départ. Certaines filiales françaises proposent en outre des régimes de retraite complémentaire à prestations définies, garantissant un niveau de rente lors du départ en retraite.

Les régimes de retraite à prestations définies peuvent être partiellement ou intégralement préfinancés par des contributions de l'employeur versées dans un fonds de pension (Grande Bretagne, Etats-Unis) ou un fonds cantonné géré par une compagnie d'assurance (France). En dehors des Etats-Unis, les autres régimes d'avantages postérieurs à l'emploi ainsi que les autres avantages long terme ne font généralement l'objet d'aucun préfinancement

20.1.4 Régimes multi-employeurs

Certaines entités du Groupe voient leur personnel affilié à des régimes de retraite multi-employeurs, qui couvrent les avantages de retraite, de décès et d'invalidité qui sont légalement versés sous forme de rente. C'est notamment le cas aux Pays-Bas, pour la plupart des entités dont le métier rend obligatoire l'affiliation à un régime sectoriel.

Un régime multi-employeurs peut être classé en régime à cotisations définies ou en régime à prestations définies en fonction de ses termes (et de toute obligation implicite allant au-delà des termes formels du régime). En l'absence de réglementation sur le mode de détermination de la quote-part d'engagement de chaque employeur participant à ces régimes, et en l'absence d'excédent ou de déficit avéré de ces régimes pouvant affecter le montant des cotisations futures, le Groupe Suez comptabilise ces régimes multi-employeurs comme des régimes à cotisations définies, conformément à la norme IAS 19.

Cette problématique concerne principalement les filiales de Suez Energie Services (SES) établies aux Pays-Bas (principalement GTI Nederland et Axima Services B.V.), ainsi qu'Electrabel Nederland et Sita Nederland, qui sont affiliées à trois plans multi-employeurs : Pensioenfonds Metaal en Techniek (PMT), Stichting Bedrijfstakpensioenfond voor het beroepsvervoer over de weg (BPF Vervoer) et Algemeen Burgerlijk Pensioenfonds (ABP).

GTI Nederland et Axima Services sont affiliées à PMT. Ce fonds multi-employeur compte 1 million de membres répartis auprès de 31.000 employeurs. Le niveau de couverture financière du fonds de pension PMT est de 138% à fin 2006, sur base de la valeur de marché des actifs de couverture.

Depuis le 1^{er} janvier 2006, le taux de constitution de la rente de retraite est fixé à 2,236% de la part de salaire au-dessous de la grensbedrag (limite de 70 108 euros en 2007) et à 1,75% de la part de salaire au-dessus de celle-ci. Le salaire considéré pour le calcul de la rente est la rémunération annuelle du salarié, de laquelle est déduite une franchise d'un montant de 14 224 euros pour 2007. L'indexation de la rente retraite n'est pas

garantie. Elle est accordée annuellement à la discrétion du comité de direction de PMT selon la situation financière du fonds.

PMT prévoit des avantages retraite et décès pour ses affiliés. Le coût de ces avantages s'élève à 26% de la part de salaire comprise entre la franchise et la grensbedrag et à 17% de la part de salaire au-dessus de cette dernière. Ces coûts sont répartis à parts égales entre employeur et employés.

La majorité des employés de Sita Nederland est affiliée au fonds de pension sectoriel BPF Vervoer. Ce fonds concerne 550.000 membres et 8.600 employeurs actifs dans les secteurs de transport de biens et de personnes. BPF Vervoer gère un montant d'actifs de 5,4 milliards d'euros.

BPF Vervoer octroie une rente de retraite aux employés affiliés lors de leur départ à la retraite. Depuis 2006, la rente acquise sur base annuelle s'élève à 2,05% du salaire annuel duquel est déduit une franchise de 9.819 euros pour 2007. Les droits acquis constitués avant 2006 suivent l'ancien règlement de pension de BPF Vervoer. Les rentes de retraite peuvent être indexées annuellement, à la discrétion du conseil d'administration de BPF Vervoer. Le taux d'indexation de la rente ne peut excéder le taux de croissance salariale du secteur.

Les contributions destinées au financement de ce régime s'élèvent à 28,2% du salaire annuel diminué de la franchise. 9,6% de ces contributions sont à charge de l'employé.

Les employés d'Electrabel Nederland sont obligatoirement affiliés à l'ABP. Ce fonds multi-employeurs est un des plus importants aux Pays-Bas avec près de 2,6 millions de membres répartis entre 4.000 employeurs. ABP gère un montant d'actifs de 200 milliards d'euros.

Le règlement de pension de l'ABP prévoit l'octroi d'une rente de retraite dont le taux de constitution pour les années de service après 2006 est de 2,05% du salaire déduit d'une franchise de 9 600 euros pour 2007. Pour les années de service antérieures à cette date, l'ancien règlement est d'application. Les rentes de retraite versées sont indexées conditionnellement au statut financier de l'ABP.

En 2006, les contributions personnelles s'élèvent à 5,82% du salaire annuel au-delà de la franchise et les contributions patronales à 13,58% de la même base totalisant ainsi 19,40% de la masse salariale de référence.

20.2 Plans à prestations définies

Les montants des engagements du Groupe SUEZ sont les suivants :

En millions d'euros	31 décembre 2007			31 décembre 2006			31 décembre 2005		
	Retraites	Autres engagements	Total	Retraites	Autres engagements	Total	Retraites	Autres engagements	Total
	(a)	(b)		(a)	(b)		(a)	(b)	
A - Variation de la dette actuarielle									
Dette actuarielle début de période	(4.412,9)	(804,2)	(5.217,0)	(5.446,4)	(1.060,7)	(6.507,1)	(5.195,9)	(894,4)	(6.090,3)
Coût normal	(113,3)	(41,5)	(154,7)	(115,9)	(26,6)	(142,5)	(119,4)	(27,9)	(147,3)
Intérêt sur la dette actuarielle	(208,8)	(32,7)	(241,4)	(200,3)	(32,2)	(232,5)	(254,4)	(44,3)	(298,7)
Cotisations versées	(7,8)		(7,8)	(8,6)		(8,6)	(11,9)	0,0	(11,9)
Modification de régime	(55,7)		(55,7)	1,4	(1,5)	(0,1)	(0,3)	0,0	(0,3)
Acquisitions/Cessions de filiales	8,7	(0,6)	8,1	918,6	250,7	1.169,3	5,4	(4,1)	1,3
Réductions/Cessions de régimes	154,9	4,1	159,0	129,4	1,5	130,9	115,8	7,5	123,3
Evénements exceptionnels	(6,0)	(2,5)	(8,5)	(8,8)	(1,6)	(10,4)	(1,8)	(14,4)	(16,2)
Pertes et gains actuariels	273,0	115,1	388,1	21,8	1,3	23,1	(330,8)	(131,3)	(462,1)
Prestations payées	297,1	39,9	337,0	306,1	48,1	354,2	414,3	62,7	477,0
Autres (écarts de conversion)	5,1	9,2	14,3	(10,1)	16,8	6,7	(67,4)	(14,5)	(81,9)
Dette actuarielle fin de période	A (4.065,8)	(713,1)	(4.778,9)	(4.412,9)	(804,2)	(5.217,0)	(5.446,4)	(1.060,7)	(6.507,1)
B - Variation des actifs de couverture									
Juste valeur des actifs de couverture en début de période	2.406,4	46,9	2.453,2	2.561,0	47,8	2.608,8	2.378,6	38,2	2.416,8
Rendement attendu des actifs de couverture	132,7	3,3	136,0	126,9	3,2	130,0	146,3	3,0	149,3
Pertes et gains actuariels	49,8	1,5	51,2	31,0	0,4	31,4	96,5	0,6	97,1
Cotisations perçues	238,9	39,1	278,1	282,6	47,5	330,1	339,4	64,2	403,6
Acquisitions/Cessions de filiales	(2,3)		(2,3)	(259,6)		(259,6)	(5,1)	0,0	(5,1)
Réductions/Cessions de régimes	(63,5)	(2,5)	(66,0)	(16,6)		(16,6)	(67,9)	0,0	(67,9)
Prestations payées	(297,1)	(39,9)	(337,0)	(306,1)	(48,1)	(354,2)	(414,3)	(62,8)	(477,1)
Autres (écarts de conversion)	(13,0)	(3,9)	(16,9)	(12,7)	(3,9)	(16,6)	87,5	4,6	92,1
Juste valeur des actifs de couverture en fin de période	B 2.452,0	46,9	2.498,9	2.406,4	46,9	2.453,2	2.561,0	47,8	2.608,8
C - Couverture financière	A+B (1.613,8)	(666,2)	(2.280,0)	(2.006,5)	(757,3)	(2.763,8)	(2.885,4)	(1.012,9)	(3.898,3)
Coûts des services passés non constatés	(1,2)	(15,3)	(16,5)	5,6	(17,4)	(11,7)	10,7	(21,2)	(10,5)
Plafonnement d'actifs	(1,9)		(1,9)	(0,3)		(0,3)	(0,5)		(0,5)
Engagements nets de retraites	A+B (1.616,9)	(681,5)	(2.298,4)	(2.000,9)	(774,8)	(2.775,7)	(2.875,2)	(1.034,1)	(3.909,3)
Total passif	(1.662,1)	(684,1)	(2.346,2)	(2.019,6)	(777,4)	(2.797,0)	(2.905,1)	(1.037,3)	(3.942,4)
Total actif	45,2	2,5	47,7	18,7	2,6	21,3	29,9	3,2	33,1

(a) Pensions de retraite et indemnités de départ en retraite.

(b) Médailles du travail, régimes de prévoyance, gratuités et autres avantages postérieurs à l'emploi.

Le montant des engagements du Groupe 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 liée³.

Les obligations relatives au personnel de distribution d'Electrabel sont couvertes par un droit à remboursement sur les intercommunales. Les intercommunales wallonnes n'ont pas de personnel propre et Electrabel met à disposition ses services, sa compétence et son expérience en matière de distribution en vue d'assurer l'exploitation journalière des réseaux. L'ensemble des coûts de personnel (y compris les dépenses liées à la retraite des agents) affectés à ces activités est facturé par Electrabel aux intercommunales sur la base des charges effectivement payées.

Compte tenu du droit à remboursement d'Electrabel sur les intercommunales, l'obligation de pension détenue au titre du personnel de distribution (soit 309,7 millions d'euros au 31 décembre 2007) leur est refacturée. Cette obligation est présentée dénettée de la créance reconnue pour le même montant.

En raison du transfert de personnel de distribution à Eandis et BNO, le montant de ce poste a considérablement baissé en 2006.

³ 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 SUEZ était en mesure d'exercer une influence sur sa gestion.

En 2007, la juste valeur du droit à remboursement d'Electrabel évolue comme suit :

<i>en millions d'euros</i>	2007	2006	2005
Juste valeur en début d'exercice	377	1.353	1.258
Variation de périmètre		(915)	
Pertes et gains actuariels	(27)	15	116
Produit net de la période	24	(23)	125
Cotisations payées	(64)	(53)	(146)
Juste valeur en fin d'exercice	310	377	1.353

En ce qui concerne Contassur, les modifications apportées à la norme IAS 19 en 2000 concernant la notion de partie liée ont conduit le Groupe à dénetter les engagements des actifs de couverture détenus par Contassur et à considérer ces derniers comme un droit à remboursement constitué à l'actif du bilan. Cette opération est sans impact sur le compte de résultat.

En 2007, la juste valeur des droits à remboursement relatifs à Contassur évolue comme suit :

<i>en millions d'euros</i>	2007	2006	2005
Juste valeur en début d'exercice	187,2	308,0	325,0
Rendement attendu des placements	10,8	12,8	13,0
Pertes et gains actuariels	4,7	0,7	(9,0)
<i>Rendement réel</i>	15,5	13,5	4,0
Cotisations employeurs	8,4	12,3	16,0
Cotisations employés	2,5	2,6	4,0
Acquisitions / Cessions hors business combination	(6,1)	(50,5)	(8,0)
Réductions	(12,5)	(82,1)	
Prestations payées	(15,7)	(16,6)	(33,0)
Juste valeur en fin d'exercice	179,3	187,2	308,0

La diminution constatée en 2006 est également à imputer à la sortie du personnel d'Eandis et de BNO.

Les droits à remboursement sont repris au bilan dans la rubrique «Autres actifs».

Les écarts actuariels comptabilisés en capitaux propres s'élèvent à -85,9 millions d'euros au 31 décembre 2007, contre 310,6 millions d'euros en 2006.

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2007	31 déc. 2006	31 déc. 2005
Solde d'ouverture	310,6	365,0	123,8
Pertes et (gains) actuariels générés sur l'année	(396,5)	(54,4)	241,2
Solde de clôture	(85,9)	310,6	365,0

Les écarts actuariels sont présentés ici y compris écarts de conversion, ces derniers étant présentés de manière séparée dans l'état des charges et produits comptabilisés (SORIE).

20.2.1 Couverture des engagements

La couverture des engagements peut être analysée comme suit :

	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	(3.319,5)	1.890,5	(12,0)		(1.441,0)
Plans dont les fonds sont supérieurs aux engagements	(561,8)	608,4	(2,0)	(1,9)	42,7
Plans non fondés	(897,7)		(2,4)		(900,1)
Total 31 décembre 2007	(4.778,9)	2.498,9	(16,4)	(1,9)	(2.298,4)
Plans dont les engagements sont supérieurs aux fonds	(3.729,6)	2.119,6	(5,8)		(1.615,8)
Plans dont les fonds sont supérieurs aux engagements	(322,7)	333,6	0,0	(0,2)	10,8
Plans non fondés	(1.164,7)	0,0	(5,9)		(1.170,6)
Total 31 décembre 2006	(5.217,0)	2.453,2	(11,7)	(0,2)	(2.775,7)
Plans dont les engagements sont supérieurs aux fonds	(4.857,3)	2.209,4	(1,8)	0,0	(2.649,7)
Plans dont les fonds sont supérieurs aux engagements	(370,3)	399,4	0,0	(0,5)	28,6
Plans non fondés	(1.279,5)	0,0	(8,7)	0,0	(1.288,2)
Total 31 décembre 2005	(6.507,1)	2.608,8	(10,5)	(0,5)	(3.909,3)

20.2.2 Rapprochement des provisions au bilan

Les variations des provisions pour retraites et engagements assimilés et des actifs constatés au bilan sont les suivantes :

<i>En millions d'euros</i>	Passif	Actif
Solde comptabilisé au 31 décembre 2005	(3.942,4)	33,1
Différence de change	14,4	(1,9)
Effet de périmètre et divers	918,6	(13,7)
Pertes et gains actuariels	37,8	2,6
Charge de l'exercice	(143,8)	(1,9)
Cotisations	318,4	3,2
Solde comptabilisé au 31 décembre 2006	(2.797,0)	21,3
Différence de change	(2,0)	(0,4)
Effet de périmètre et divers	8,9	(9,0)
Pertes et gains actuariels	348,4	35,0
Charge de l'exercice	(165,3)	(8,7)
Cotisations	260,7	9,5
Solde comptabilisé au 31 décembre 2007	(2.346,2)	47,8

20.2.3 Composante de la charge de la période

La charge constatée au titre des retraites et engagements assimilés à prestations définies sur l'exercice se décompose comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	Exercice 2007	Exercice 2006	Exercice 2005
Coûts des services rendus de la période	154,7	142,5	147,3
Intérêts sur actualisation	241,4	232,5	298,7
Rendement attendu des actifs de couverture	(136,0)	(130,0)	(150,1)
Profits ou pertes actuariels	(55,9)	3,9	37,6
Coûts des services passés	59,3	1,0	1,1
Profits ou pertes sur réduction, cessions, liquidation de régimes	(99,9)	(114,3)	(77,2)
Événements exceptionnels	10,3	10,4	16,2
Plafonnement d'actifs	0,0	(0,3)	0,5
Total	174,0	145,6	274,1
Dont comptabilisés en ROC	68,6	43,2	125,4
Dont comptabilisés en résultat financier	105,4	102,5	148,7

Par ailleurs, le résultat financier a été influencé favorablement à concurrence de 25 millions d'euros par l'évolution des droits à remboursement sur les intercommunales et Contassur.

20.2.4 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 atteindre un taux de rendement à long terme 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 et garantit généralement un taux de rendement sur les actifs. Dans ce cas, la seule obligation de la compagnie d'assurance est un taux de rendement fixe minimum.

L'allocation des actifs de couverture en fonction des principales catégories d'actifs est la suivante :

	2007	2006	2005
Placements actions	32%	33%	33%
Placements obligations	47%	45%	42%
Immobilier	6%	7%	6%
Autres (y compris monétaires)	15%	15%	19%
Total	100%	100%	100%

20.2.5 Hypothèses actuarielles

Les hypothèses actuarielles ont été déterminées pays par pays et société par société, en relation avec des actuaires indépendants. Les taux d'actualisation pondérés sont présentés comme suit :

	Retraites			Autres engagements			Total des engagements		
	2007	2006	2005	2007	2006	2005	2007	2006	2005
Taux d'actualisation des engagements	5,6%	4,8%	4,5%	5,1%	4,2%	4,0%	5,5%	4,7%	4,4%
Taux d'augmentation des salaires	3,6%	3,7%	3,9%	3,4%	3,5%	3,7%	3,6%	3,7%	3,9%
Rendements attendus des actifs de couverture	6,1%	5,6%	5,8%	6,9%	6,5%	6,6%	6,1%	5,6%	5,7%
Durée résiduelle de service	12 ans	12 ans	13 ans	14 ans	13 ans	14 ans	12 ans	12 ans	13 ans

Selon les estimations établies par le Groupe, une variation de +/- 1% du taux d'actualisation entraînerait une variation des engagements d'environ 8,7%.

Les taux de rendement attendus sur les actifs déterminés en fonction des conditions de marché, sont les suivants :

- le taux de rendement des obligations correspond au taux de rendement des obligations d'Etat, consistant avec le taux de rendement actuel des obligations indexées sur l'inflation ;
- le taux de rendement des actions inclut une prime de risque de 3% par rapport au taux de rendement des obligations ;
- la prime incluse dans le taux de rendement de l'immobilier correspond à un prorata de la prime de risque attendue sur les actions, soit 1%.

Le taux de rendement attendu sur les droits à remboursements est de 5,75%.

Les hypothèses d'augmentation des frais médicaux (inflation comprise) sont de 3,2%% pour 2008, 2009 et 2010 et de 3,1% pour 2011 et 2012.

La part des ajustements d'expérience dans les écarts actuariels est présentée ci-dessous :

En millions d'euros	31 décembre 2007		31 décembre 2006	
	Retraites	Autres engagements	Retraites	Autres engagements
Dette actuarielle fin de période	(4.065,8)	(713,1)	(4.412,9)	(804,2)
Juste valeur des actifs de couverture fin de période	2.452,0	46,9	2.406,4	46,9
Surplus/déficit	(1.613,8)	(666,2)	(2.006,5)	(757,3)
Ajustements d'expérience sur la dette actuarielle	(11,9)	(61,7)	59,2	(4,1)
Ajustements d'expérience sur la juste valeur des actifs de couverture	(9,0)	1,2	(19,1)	1,2

Concernant les soins médicaux, une variation d'un point des taux de croissance aurait les impacts suivants :

<i>En millions d'euros</i>	Augmentation d'un point	Diminution d'un point
Effet sur les charges	4,6	(3,7)
Effet sur les engagements de retraite	73,7	(40,5)

20.2.6 Répartition géographique des engagements

En 2007, la répartition géographique des principaux engagements et des hypothèses actuarielles (y compris inflation) est la suivante:

<i>En millions d'euros</i>	Zone Euro		USA		Reste du monde	
	Retraites	Autres engagements	Retraites	Autres engagements	Retraites	Autres engagements
Engagements nets	1 380	596	3	49	233	36
Taux d'actualisation des engagements	5,1%	5,1%	6,5%	6,6%	7,9%	5,7%
Taux d'augmentation des salaires	3,5%	3,4%	3,5%	NA	4,1%	4,3%
Rendements attendus des actifs de couverture	5,2%	4,3%	8,5%	8,5%	8,6%	5,8%
Durée résiduelle de service	13 ans	13 ans	13 ans	14 ans	10 ans	14 ans

20.2.7 Versements attendus en 2008

Le Groupe s'attend à verser, au cours de l'exercice 2008, des cotisations de l'ordre de 83 millions d'euros au profit de ses régimes à prestations définies.

20.3 Plans à cotisations définies

Courant 2007, le Groupe SUEZ a comptabilisé une charge de 99 millions d'euros au titre des plans à cotisations définies souscrits au sein du Groupe (90 millions d'euros en 2006).

Ces cotisations sont présentées dans les «Charges de personnel» au compte de résultat

NOTE - 21. Contrats de construction

Les agrégats «montants dus par les clients au titre des contrats de construction» et «montants dus aux clients au titre des contrats de construction» sont présentés respectivement sur les lignes du bilan «créances clients et comptes rattachés» et «dettes fournisseurs et comptes rattachés».

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2007	31 déc. 2006	31 déc. 2005
Montants dus par les clients au titre des contrats de construction	68,8	21,2	19,3
Montants dus aux clients au titre des contrats de construction	170,3	203,2	225,3
Position nette	(101,5)	(182,0)	(206,0)

Pour les contrats en cours à la date de clôture :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2007	31 déc. 2006	31 déc. 2005
Cumul des coûts encourus et des marges comptabilisées	2 597,0	2 330,1	2 625,2
Avances reçues	57,0	77,8	60,6

Les passifs éventuels liés aux contrats de construction sont non significatifs.

NOTE - 22. Contrats de location-financement

22.1 Information sur les contrats de location-financement – 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 SUEZ concernent principalement les usines d'incinération de Novergie, la centrale électrique de Choctaw aux Etats-Unis et des centrales de cogénération d'Elyo.

Paiements minimaux futurs, valeur actualisée :

<i>En millions d'euros</i>	Paiements minimaux de leasing au 31 déc. 2007		Paiements minimaux de leasing au 31 déc. 2006		Paiements minimaux de leasing au 31 déc. 2005	
	Valeur non actualisée	Valeur actualisée	Valeur non actualisée	Valeur actualisée	Valeur non actualisée	Valeur actualisée
Au cours de la 1ère année	156,6	151,1	153,5	148,9	160,9	157,2
Au cours de la 2ème année et jusqu'à la 5ème y compris	483,0	421,4	516,8	462,0	539,2	495,7
Au-delà de la 5ème année	924,8	501,2	1 064,4	606,2	1 130,3	705,8
Total paiements futurs minimaux	1 564,4	1 073,7	1 734,7	1 217,1	1 830,4	1 358,7

Une réconciliation entre les échéances des dettes de location-financement, comme indiqué dans la Note 14.2.1, et les échéances des paiements minimaux non actualisés se présente de la manière suivante :

<i>En millions d'euros</i>	Total	1ère année	2ème à 5ème année	Au-delà de la 5ème année
Dettes de location-financement	1 126,7	134,1	354,3	638,3
Effet d'actualisation des remboursements futurs de la dette et charges financières futures	437,7	22,5	128,7	286,5
Paiements futurs minimaux non actualisés	1 564,4	156,6	483,0	924,8

22.2 Informations sur les contrats de location-financement - 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, notamment dès lors qu'ils 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, à Total (Belgique), à Bowin (Thaïlande) et à Air Products (Pays-Bas).

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2007	31 déc. 2006	31 déc. 2005
Paiements minimaux non actualisés	399,5	464,5	518,2
Valeur résiduelle non garantie revenant au bailleur	21,8	24,0	25,3
Total investissement brut	421,3	488,5	543,5
Produits financiers non acquis	137,8	165,7	177,0
Investissement net	283,5	322,8	366,5
<i>dont valeur actualisée des paiements minimaux</i>	274,9	312,8	354,5
<i>dont valeur résiduelle non garantie actualisée</i>	8,6	10,0	12,0

Les montants comptabilisés au bilan 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 :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2007	31 déc. 2006	31 déc. 2005
Au cours de la 1ère année	36,4	37,2	37,8
De la 2ème à la 5ème année	142,4	147,2	195,6
Au-delà de la 5ème année	220,7	280,1	284,8
Total	399,5	464,5	518,2

NOTE - 23. Contrats de location simple

23.1 Information sur les contrats de location simple - SUEZ preneur

Les contrats de location simple conclus par le Groupe SUEZ concernent essentiellement des méthaniers, divers bâtiments et mobiliers.

Les charges et produits comptabilisés au titre des contrats de location simple sur les exercices 2007, 2006 et 2005 se décomposent comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2007	31 déc. 2006	31 déc. 2005
Loyers minimaux	(359,8)	(403,4)	(379,6)
Loyers conditionnels	(149,3)	(161,6)	(161,2)
Revenus de sous-location	8,5	4,1	0,2
Charges de sous-location	(25,6)	(2,5)	(11,5)
Autres charges locatives	(86,1)	(115,9)	(93,8)
Total	(612,3)	(679,3)	(646,0)

Les paiements minimaux futurs à effectuer au titre des contrats de location simple non résiliables s'analysent comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2007	31 déc. 2006	31 déc. 2005
Au cours de la 1ère année	296,1	221,3	209,4
De la 2ème à la 5ème année	913,1	663,1	539,9
Au-delà de la 5ème année	1 105,4	820,5	941,5
Total	2 314,6	1 704,9	1 690,8

23.2 Information sur les contrats de location simple - 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 et RED HILLS aux Etats-Unis. Les revenus locatifs des exercices 2007, 2006 et 2005 se décomposent comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2007	31 déc. 2006	31 déc. 2005
Loyers minimaux	676,4	668,5	611,9
Loyers conditionnels	0,0	43,1	52,4
Total	676,4	711,6	664,3

Les paiements minimaux futurs à recevoir au titre de la location, en vertu de contrats de location simple non résiliables s'analysent comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2007	31 déc. 2006	31 déc. 2005
Au cours de la 1ère année	422,4	458,0	475,5
De la 2ème à la 5ème année	1 463,2	1 591,1	1 546,0
Au-delà de la 5ème année	2 084,7	2 487,3	2 859,6
Total	3 970,3	4 536,4	4 881,1

NOTE - 24. Contrats de concession

SUEZ 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 d'électricité.

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.

Les contrats de concession comprennent des dispositions sur les droits et obligations concernant les infrastructures et les droits et obligations afférant au service public.

Il existe une obligation générale de permettre l'accès au service public aux usagers, obligation qui dans certains contrats peut faire l'objet d'un calendrier.

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 1.4.6) par la constitution d'un passif de renouvellement (se reporter à la Note 14.2.3). Par exception, les contrats de concession de distribution d'eau aux Etats-Unis ne prévoient pas l'obligation de retour au concédant des infrastructures qui restent en fin de contrat la propriété de SUEZ et sont en conséquence traités selon le modèle actif corporel (se reporter à la Note 1.4.6).

Certains contrats prévoient des obligations d'extension des infrastructures liées à la mise à disposition du service à de nouveaux usagers ou à l'amélioration du service rendu. Ces obligations donnent lieu, le cas échéant, à la constatation d'un actif incorporel et d'un passif associé (se reporter à la Note 1.4.6).

En contrepartie de ces obligations, 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 et d'électricité). Pour la partie correspondant aux dépenses effectuées dans des travaux d'extension ou d'amélioration de l'infrastructure, ce droit se matérialise soit par une créance soit par un actif incorporel selon la qualité du débiteur (se reporter à la Note 1.4.6).

Le tarif auquel le service est facturé est généralement 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 (Etats-Unis, Espagne) il existe des contrats pour lesquels le prix est fixé annuellement selon le montant des dépenses effectuées au titre du contrat qui est alors reconnu à l'actif (se reporter à la Note 1.4.6).

NOTE - 25. Flux de trésorerie

25.1 Rapprochement avec la charge d'impôt au compte de résultat

<i>En millions d'euros</i>	Flux d'impôt (Impôt)		
	31 déc. 2007	31 déc. 2006	31 déc. 2005
Impact au compte de résultat	(527,5)	(815,1)	(585,3)
- provisions pour impôt	(7,4)	5,8	8,6
- impôt différé (1)	(446,9)	29,6	(162,0)
- autres (2)	(23,9)	(205,7)	15,8
Impact au tableau des flux	(1 005,6)	(985,4)	(722,9)

(1) En 2007, des impôts différés actifs relatifs à des déficits reportables du Groupe d'intégration fiscale ont été activés pour 500 millions d'euros.

(2) En 2006, le poste « autres » comprend principalement la variation des dettes et créances d'impôt sur les sociétés pour -265,9 millions d'euros et l'impact des charges d'impôts relatives aux cessions pour +56,2 millions d'euros.

25.2 Rapprochement avec le résultat financier au compte de résultat

<i>En millions d'euros</i>	Flux financiers (résultat financier)		
	31 déc. 2007	31 déc. 2006	31 déc. 2005
Impact au compte de résultat	(722,1)	(731,0)	(725,3)
Variation du coût amorti	37,2	28,2	55,3
Effet change et évolution de MtM	(119,2)	64,5	(129,7)
Désactualisation des provisions	372,5	340,4	330,0
Autres	(20,7)	(16,6)	(8,1)
Impact au tableau des flux	(452,3)	(314,5)	(477,8)

NOTE - 26. Paiements fondés sur des actions

Les montants comptabilisés au titre des paiements fondés sur des actions sont les suivants :

<i>En millions d'euros</i>	<i>Note</i>	Charge de la période		
		31 déc. 2007	31 déc. 2006	31 déc. 2005
Plans de stock-options	26.1	43,3	35,4	26,1
Augmentation de capital réservée aux salariés (*)	26.2	37,0	15,9	12,5
Plans d'attribution d'actions gratuites/de performance	26.3	38,1	7,5	NA
Prime exceptionnelle	26.4	6,7	0,0	NA
		125,1	58,8	38,6

(*) y compris Share Appreciation Rights

26.1 Plans de stock options

26.1.1 Politique d'attribution

Le plan d'options d'achat ou de souscription d'actions de SUEZ a pour objectif principal d'associer les cadres dirigeants et supérieurs, ainsi que des cadres à haut potentiel, au développement futur de l'entreprise et à la création de valeur pour l'actionnaire.

L'attribution d'options d'achat ou de souscription d'actions est aussi un facteur de fidélisation prenant en compte, outre la contribution aux orientations stratégiques, l'adhésion aux valeurs du Groupe. Les conditions d'attribution d'options, ainsi que la liste des bénéficiaires, sont arrêtées par le Conseil d'Administration conformément à l'autorisation de l'Assemblée Générale.

En 2007, la Direction Générale a ré-affirmé sa volonté de maintenir le périmètre élargi des bénéficiaires, de manière à conserver la cohérence de la politique de SUEZ en la matière. La décision, initialement prise en 2000, de ne plus pratiquer de décote lors de la détermination du prix de l'option a été reconduite en 2007.

Le Conseil d'Administration a décidé depuis 2005 de réduire le nombre d'options allouées pour les remplacer partiellement par une attribution gratuite d'actions SUEZ qui concerne une population plus large que les bénéficiaires de stock options.

En 2007, les attributions réalisées ont confirmé ces principes.

Dans le cadre de la procédure de désenregistrement aux Etats-Unis, l'attribution de stock-options aux salariés des sociétés américaines du Groupe a été remplacée par un dispositif de Share Appreciation Rights, qui donne droit au versement en espèces d'un montant égal au gain d'une levée d'options avec vente immédiate.

Par ailleurs, le Conseil d'Administration a décidé que la levée d'une partie des options sera soumise à conditions pour les cadres dirigeants (dispositif conditionnel) et pour les membres du Comité Exécutif du Groupe (dispositif renforcé).

Dispositif conditionnel

Plan 2003 :

Pour les options de souscription consenties aux cadres dirigeants du Groupe et aux membres du Comité Exécutif du Groupe, les conditions de performance ont été satisfaites au 17 novembre 2007 et la levée de ces options est donc possible.

Plan 2004 :

Pour la moitié des options de souscription consenties aux cadres dirigeants du Groupe et pour la moitié des options de souscription attribuées aux membres du Comité Exécutif du Groupe (mais pour ces derniers, après déduction de l'ordre de 10% des options soumises à un dispositif renforcé), la levée des options est soumise à une condition de performance. L'exercice de ces options sera possible si le cours de l'action SUEZ, durant la période allant du 17 novembre 2008 au 16 novembre 2012, est supérieur ou égal au niveau atteint par l'évolution de l'indice Eurostoxx Utilities constatée sur la période du 17 novembre 2004 au 17 novembre 2008 et appliquée au prix de levée de l'option (18,14 euros).

Plan 2005 :

Pour la moitié des options de souscription consenties aux cadres dirigeants du Groupe et aux membres du Comité Exécutif du Groupe (mais pour ces derniers, après déduction de l'ordre de 10% des options soumises à un dispositif renforcé), la levée est soumise à une condition de performance. L'exercice de ces options sera possible si le cours de l'action SUEZ, durant la période allant du 8 décembre 2009 au 7 décembre 2013, est supérieur ou égal au niveau atteint par l'évolution de l'indice Eurostoxx Utilities constatée sur la période du 8 décembre 2005 au 8 décembre 2009 et appliquée au prix de levée de l'option (24,20 euros).

Plan 2006/ 2007

Pour la moitié des options de souscription consenties aux cadres dirigeants du Groupe et aux membres du Comité Exécutif du Groupe (mais pour ces derniers, après déduction de l'ordre de 10% des options soumises à un dispositif renforcé), la levée est soumise à une condition de performance. L'exercice de ces options sera possible si l'évolution du cours de l'action SUEZ, durant la période allant du 17 janvier 2011 au 16 janvier 2015 inclus, est égale ou supérieure à celle de l'indice EUROSTOXX Utilities sur la période du 16 janvier 2007 au 16 janvier 2011 et appliquée au prix de levée de l'option (38,89 euros).

Plan de novembre 2007

Pour la moitié des options de souscription consenties aux cadres dirigeants du Groupe et aux membres du Comité Exécutif du Groupe (mais pour ces derniers, après déduction de l'ordre de 10% des options soumises à un dispositif renforcé), la levée est soumise à une condition de performance. L'exercice de ces options sera possible si l'évolution du cours de l'action SUEZ, durant la période allant du 13 novembre 2011 au 13 novembre 2015 inclus, est supérieure ou égale à celle de l'indice EUROSTOXX Utilities sur la période du 13 novembre 2007 au 13 novembre 2011 et appliquée au prix de levée de l'option (44,37 euros).

Dispositif renforcé

Plan 2004 :

Pour les seuls membres du Comité Exécutif du Groupe, environ 10% des options de souscription qui leur sont attribuées sont soumises à une condition de performance renforcée tandis que le solde se répartit à parts égales entre des options sans condition de performance et des options soumises au « dispositif conditionnel ». L'exercice de ces 10% des options sera possible si, le 17 novembre 2008, le cours de l'action SUEZ, mesuré par la moyenne arithmétique des cours constatés durant les 20 séances de Bourse précédant cette date, est supérieur ou égal à l'évolution de l'indice Eurostoxx Utilities sur la période du 17 novembre 2004 au 17 novembre 2008, majorée de 1% par an et appliquée au prix de levée de l'option. Si cette condition est remplie, les options correspondantes pourront être levées. Elles seront définitivement perdues dans le cas contraire.

Plan 2005 :

Pour les seuls membres du Comité Exécutif du Groupe, environ 10% des options de souscription qui leur sont attribuées sont soumises à une condition de performance renforcée tandis que le solde se répartit à parts égales entre des options sans condition de performance et des options soumises au « dispositif conditionnel ». L'exercice de ces 10% des options sera possible si, le 8 décembre 2009, le cours de l'action SUEZ, mesuré par la moyenne arithmétique des cours constatés durant les 20 séances de Bourse précédant cette date, est supérieur ou égal à l'évolution de l'indice Eurostoxx Utilities sur la période du 8 décembre 2005 au 8 décembre 2009, majorée de 1% par an et appliquée au prix de levée de l'option. Si cette condition est remplie, les options correspondantes pourront être levées. Elles seront définitivement perdues dans le cas contraire.

Plan 2006/2007 :

Pour les seuls membres du Comité Exécutif du Groupe, environ 10% des options de souscription qui leur sont attribuées sont soumises à une condition de performance renforcée tandis que le solde se répartit à parts égales entre des options sans condition de performance et des options soumises au « dispositif conditionnel ». L'exercice de ces 10% des options sera possible si, le 17 janvier 2011, le cours de l'action SUEZ mesuré par la moyenne arithmétique des cours constatés durant les 20 séances de Bourse précédant cette date est égal ou supérieure à l'évolution de l'indice EUROSTOXX Utilities sur la période du 16 janvier 2007 au 16 janvier 2011, majorée de 4%. Si cette condition est remplie, les options correspondantes pourront être levées. Elles seront définitivement perdues dans le cas contraire.

Plan de novembre 2007

Pour les seuls membres du Comité Exécutif du Groupe, environ 10% des options de souscription qui leur sont attribuées sont soumises à une condition de performance renforcée tandis que le solde se répartit à parts égales entre des options sans condition de performance et des options soumises au «dispositif conditionnel». L'exercice de ces 10% des options sera possible si, le 14 novembre 2011, le cours de l'action SUEZ mesuré par la moyenne arithmétique des cours constatés durant les 20 séances de Bourse précédant cette date est égal ou supérieure à l'évolution de l'indice EUROSTOXX Utilities sur la période du 13 novembre 2007 au 13 novembre 2011, majorée de 4%. Si cette condition est remplie, les options correspondantes pourront être levées. Elles seront définitivement perdues dans le cas contraire.

Le Conseil d'Administration a également décidé que, si la fusion avec Gaz de France était approuvée, les objectifs figurant dans les conditions de performance liées aux plans de stock options seraient minorées en appliquant un coefficient de 0,80.

26.1.2 Historique des plans de stock options en vigueur

Plan	Date de l'AG d'autorisation	Point de départ d'exercice des options	Prix d'exercice	Nombre de bénéficiaires par plan	Solde à lever au 31/12/2006	Nombres d'actions à souscrire par le Comité de Exécutif **	Levées***	Annulations	Solde à lever au 31/12/2007	Date d'expiration	Durée de vie restante
28/11/2000*	5/05/2000	28/11/2004	34,39	1.347	5.867.985	1.193.708	2.241.748	123.647	3.502.590	28/11/2010	2,9
21/12/2000*	5/05/2000	21/12/2004	35,74	510	2.663.335	153.516	1.500.328	3.574	1.159.433	20/12/2010	3,0
28/11/2001*	4/05/2001	28/11/2005	32,59	3.161	10.490.706	1.784.447	4.295.004	89.731	6.105.971	27/11/2011	3,9
20/11/2002*	4/05/2001	20/11/2006	16,69	2.528	6.134.051	1.327.819	3.633.462	52.376	2.448.213	19/11/2012	4,9
19/11/2003*	4/05/2001	19/11/2007	13,16	2.069	7.945.778	1.337.540	4.741.944	62.548	3.141.286	18/11/2011	3,9
17/11/2004	27/04/2004	17/11/2008	17,88	2.229	8.608.662	1.320.908	20.092	80.853	8.507.717	16/11/2012	4,9
9/12/2005	27/04/2004	9/12/2009	24,20	2.251	6.462.190	1.352.000	14.360	48.705	6.399.125	9/12/2013	5,9
17/01/2007	27/04/2004	16/01/2011	38,89	2.190	0	1.218.000	3.605	67.022	5.653.783	16/01/2015	7,0
14/11/2007	4/05/2007	13/11/2011	44,37	2.104	0	804.000	0	0	4.373.050	13/11/2015	7,9
Total					48.172.707	10.491.938	16.450.543	528.456	41.291.168		

* plans exerçables

** 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.

Options d'achat d'actions

Plan	Date de l'AG d'autorisation	Point de départ d'exercice des options	Prix d'exercice	Nombre de bénéficiaires par plan	Solde à lever au 31/12/2006	Nombres d'actions à souscrire par le Comité de Direction **	Levées	Annulations	Solde à lever au 31/12/2007	Date d'expiration	Durée de vie restante
30/06/1999*	11/06/1998	30/06/2004	30,56	29	132.516	31.772	132.516		0	30/06/2007	
15/11/1999*	11/06/1998	15/11/2004	28,54	1.115	2.604.474	1.183.464	2.469.841	134.633	0	15/11/2007	
31/01/2000*	11/06/1998	31/01/2005	28,46	143	403.281	52.941	308.979	2.086	92.216	31/01/2008	0,1
Total					3.140.271	1.268.177	2.911.336	136.719	92.216		

* plans exerçables

** A l'époque de l'attribution et correspondant, pour les exercices 2002 et suivants au Comité Exécutif

TOTAL					51.312.978	11.760.115	19.361.879	665.175	41.383.384		
--------------	--	--	--	--	-------------------	-------------------	-------------------	----------------	-------------------	--	--

26.1.3 Suivi du nombre d'options

	Options	Prix d'exercice moyen
Balance au 31 décembre 2006	51.312.978	24,28
Octroyé	10.097.460	41,26
Exercé	-19.361.879	24,68
Annulé	-665.175	27,26
Balance au 31 décembre 2007	41.383.384	28,19

Le cours moyen de l'action Suez en 2007 s'est élevé à 40,98 euros.

26.1.4 Juste valeur des plans de stock options en vigueur

La valorisation des plans de stock options est basée sur un modèle binomial. Les hypothèses suivantes ont été utilisées :

	Plan 11/2007	Plan 01/2007	Plan 2005	Plan 2004	Plan 2003
Volatilité (a)	33,71%	32,87%	31,25%	29,66%	28,04%
Taux sans risque (b)	4,03%	4,00%	3,25%	3,70%	4,30%
<i>En euros :</i>					
Dividende (c)	1,34	1,2	0,8	0,8	0,7
Juste valeur de l'option à l'attribution	15,04	12,28	7,24	4,35	3,11

(a) La volatilité calculée correspond à la moyenne glissante des volatilités sur la durée d'existence du plan

(b) Taux d'intérêt sans risque sur la durée du plan

(c) Dernier dividende versé/proposé

26.1.5 Impacts comptables

La charge enregistrée au cours de la période sur les plans est la suivante, compte tenu d'une hypothèse de turnover de 5% :

<i>En millions d'euros</i>	Charge de la période		
	31 déc. 2007	31 déc. 2006	31 déc. 2005
Date d'attribution			
20/11/2002		9,4	10,6
19/11/2003	5,1	5,8	5,8
17/11/2004	9,0	9,0	9,0
9/12/2005	11,2	11,2	0,7
17/01/2007	15,9		
14/11/2007	2,1		
	43,3	35,4	26,1

Seuls les plans attribués après le 7 novembre 2002 et non encore acquis au 1er janvier 2005 ont fait l'objet de l'enregistrement d'une charge comme le permet IFRS 2.

26.1.6 Plans de Share Appreciations Rights

L'attribution de SAR's aux salariés américains réalisée en novembre 2007 (en remplacement des stock-options) a un impact non significatif dans les comptes du Groupe.

26.2 Augmentation de capital réservée aux salariés

26.2.1 Description des formules proposées

Les salariés peuvent souscrire à des augmentations de capital qui leurs sont réservées au sein des plans d'épargne entreprise du Groupe. Ces souscriptions se font au moyen des formules suivantes :

Spring Classique : cette formule permet aux salariés de souscrire, directement ou par l'intermédiaire d'un FCPE, des actions SUEZ à un prix décoté par rapport au cours de bourse ;

Spring Multiple : cette formule permet aux salariés de souscrire, directement ou par l'intermédiaire d'un FCPE, un nombre d'actions SUEZ leur permettant en outre de participer, à l'échéance de la durée de blocage de leurs avoirs, à la performance positive des actions SUEZ (effet de levier).

Stock Appreciation Rights (SAR) : ce programme à effet levier permet par l'acquisition d'un titre de bénéficiaire 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.

26.2.2 Impacts comptables

Le prix de souscription du plan 2007 est défini par le prix de référence à la date d'attribution diminué de 20%, soit 33,26 euros.

La charge comptable est déterminée par différence entre la juste valeur de l'action souscrite et le prix de souscription, en tenant 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 coût d'opportunité implicitement supporté par 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 : 4,4%
- Spread du réseau bancaire retail : 2,0%
- Taux de financement pour un salarié : 6,4%
- Coût du prêt de titres : 1,5%

Il en résulte une charge de 35,0 millions d'euros sur l'exercice 2007, au titre des 13,1 millions d'actions souscrites.

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 2007, la juste valeur de la dette relative aux attributions 2004, 2005 et 2007 s'élève à 21,2 millions d'euros.

La juste valeur de la dette est déterminée sur la base du modèle de Black & Scholes.

L'impact dans le résultat du SAR est de -2,0 millions d'euros.

Le plan Spring 2002 est venu à échéance en août 2007. Il en a résulté l'exercice de 116.468 warrants pour une valeur de 10,9 millions d'euros.

26.3 Actions gratuites

26.3.1 Politique d'attribution

Le Conseil d'Administration de SUEZ, lors de sa séance du 9 décembre 2005, a décidé de mettre en place un système d'attribution gratuite d'actions SUEZ en se donnant deux objectifs :

- compléter, pour les bénéficiaires actuels de stock-options, le dispositif au moyen d'une substitution partielle de stock-options par des actions gratuites (le taux de substitution est différent selon le niveau de responsabilité des bénéficiaires);
- attribuer des actions gratuites à une frange de salariés non concernés par les plans de stock-options dans un but de reconnaissance non récurrente et afin de stimuler leur implication dans l'entreprise et le groupe SUEZ.

Il en a résulté l'attribution, en date du 13 février 2006, de 658.232 actions gratuites. Poursuivant les mêmes objectifs, les Conseils d'Administration des 18 octobre 2006 et 14 novembre 2007 ont octroyé respectivement 963.074 et 1.179.348 actions gratuites, avec une période d'acquisition des droits de deux ans à compter du 12 février 2007 et 14 novembre 2007.

L'attribution d'actions gratuites est liée à plusieurs conditions :

1. condition de présence (à l'exception des cas de retraite, décès, invalidité) ;
2. condition de performance établie sur le taux de rendement des capitaux employés du Groupe (ROCE) ;
3. durée de la période obligatoire de conservation des actions : deux ans à compter de la date d'acquisition définitive.

Outre les plans d'attribution d'actions gratuites mis en place dans le cadre des objectifs du Conseil d'Administration décrits ci-avant, le Groupe a également procédé à deux autres attributions d'actions gratuites :

- Dans le cadre de l'augmentation de capital réservée aux salariés, une attribution d'actions gratuites a été réalisée au bénéfice des souscripteurs de certains pays (hors France), à raison de 2 actions gratuites par tranche de 40 euros de souscription, dans la limite de 200 euros (10 actions gratuites) par bénéficiaire. Au total ce sont ainsi 177.336 actions gratuites qui ont été attribuées. La période d'acquisition des droits est de 5 ans.
- Dans le cadre d'un accord d'intéressement financier de portée mondiale, mis en place au profit de tous les salariés afin de les associer aux performances du Groupe, pour une durée de trois ans, il a été attribué, pour l'année 2007, 14 actions gratuites à chaque salarié, soit 2.030.000 d'actions gratuites au total. La période d'acquisition des droits est variable selon les pays concernés.

26.3.2 Historique des plans en vigueur

Date d'attribution	Nombre	Juste valeur unitaire
13/02/2006	658.232	28,3
12/02/2007	963.074	36,0
16/07/2007	2.030.000	37,8*
23/08/2007	177.336	32,1
14/11/2007	1.179.348	42,4
Balance au 31 décembre 2007	5.007.990	

* valeur moyenne pondérée

26.3.3 Méthode de valorisation et impact sur le résultat de l'exercice

La charge enregistrée au cours de la période sur les plans en vigueur est la suivante

<i>En millions d'euros</i>	Charge de la période	
	31 déc. 2007	31 déc. 2006
Date d'attribution		
13/02/2006	8,5	7,5
12/02/2007	13,9	
16/07/2007	12,7	
23/08/2007	0,4	
14/11/2007	2,6	
	38,1	7,5

26.4 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, il est prévu le versement d'une prime exceptionnelle égale à la contre-valeur de 4 actions Suez en 2010, ainsi qu'au montant des dividendes bruts des exercices 2005 à 2009 (y compris dividendes exceptionnels éventuels).

Environ 166 000 salariés du Groupe sont éligibles à cette prime au 31 décembre 2007.

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. La juste valeur de la dette totale est estimée sur la base du cours de l'action Suez. Au 31 décembre 2007, la charge relative à cette prime s'élève à 6,7 millions d'euros..

La juste valeur de la dette au terme du plan est estimée à 26 millions d'euros.

NOTE - 27. 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.

Les rémunérations des principaux dirigeants sont précisées dans la Note 28.

Les principales filiales (sociétés consolidées en intégration globale) sont listées dans la note 32. Seules les opérations significatives sont décrites ci-dessous.

27.1 Co-entreprises

Groupe Acea-Electrabel (Italie)

Electrabel Italia, une filiale à 100% de Electrabel, détient 40,59% de Acea-Electrabel qui, elle-même, possède plusieurs filiales.

En 2007, la société Elettria a été créée par Acea Electrabel Elettricità Spa, qui participe à son capital à hauteur de 49%. Elettria commercialise auprès de ses clients de l'électricité vendue par les entités de Groupe Acea-Electrabel.

Le Groupe SUEZ vend au Groupe Acea-Electrabel de l'électricité et du gaz pour un montant de 204,2 millions d'euros au 31 décembre 2007 contre 146,4 millions d'euros au 31 décembre 2006.

Le Groupe SUEZ a également accordé des prêts au Groupe Acea-Electrabel dont le solde au 31 décembre 2007 s'élève à 363,1 millions d'euros contre 380,0 millions d'euros au 31 décembre 2006.

Zandvliet Power

Zandvliet Power est une co-entreprise (50%-50%) entre Electrabel et RWE.

Electrabel a accordé un prêt à Zandvliet Power. Celui-ci s'élève à 77,3 millions d'euros au 31 décembre 2007 contre 95,8 millions au 31 décembre 2006.

Hisusa

En vue de financer l'acquisition des titres Agbar achetés à Torreal, les actionnaires d'Hisusa lui ont accordé un prêt. La part de Suez Environnement s'élève à 104 millions d'euros au 31 décembre 2007.

27.2 Sociétés associées

Elia System Operator (ESO)/Elia

Elia est une société cotée dont Electrabel détient 24,36%.

Elia, une filiale de Elia System Operator (ESO) a été créée en 2001, pour gérer le réseau de transport d'électricité haute tension en Belgique. ESO et Elia sont consolidées par mise en équivalence depuis la désignation par le Conseil des ministres fédéral belge d'ESO comme gestionnaire du réseau de transport. Les tarifs de réseau de transport sont soumis à l'approbation de la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (CREG).

Electrabel a acheté à ESO/Elia des services de transport d'électricité d'un montant de 155,6 millions d'euros au 31 décembre 2007 et 200,2 millions d'euros au 31 décembre 2006.

Le Groupe a vendu à ESO/Elia des prestations de service pour un montant de 79,5 millions d'euros au 31 décembre 2007 contre 97,0 millions d'euros au 31 décembre 2006.

Enfin, le Groupe a accordé un prêt d'une valeur de 808,4 millions d'euros au 31 décembre 2007 (soit 354,8 millions d'euros à échéance 2009 et 453,6 millions d'euros à échéance au delà de 2010), montant inchangé par rapport au 31 décembre 2006. Ce dernier prêt a généré un revenu financier de 41,0 millions d'euros au 31 décembre 2007 contre 31,8 millions d'euros au 31 décembre 2006.

Sociétés intercommunales

Jusqu'en 2006, les sociétés intercommunales wallonnes et bruxelloise, consolidées par mise en équivalence, vendaient du gaz et de l'électricité produits par Electrabel aux clients belges résidentiels. Depuis le 1^{er} janvier 2007, les marchés du gaz et de l'électricité en Belgique sont totalement libéralisés. Par conséquent, Electrabel ne réalise plus de ventes de gaz ni d'électricité via les sociétés intercommunales mais bien en direct avec ses clients. Pour rappel, au 31 décembre 2006, ces ventes d'Electrabel aux intercommunales s'élevaient à 931,1 millions d'euros.

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 1 704,4 millions d'euros au 31 décembre 2007 contre 1 203,2 millions d'euros au 31 décembre 2006. Cette augmentation est liée à la nouvelle structure évoquée ci-dessus ; en effet, désormais c'est ECS qui supporte les droits d'utilisation du réseau et non plus les intercommunales.

Au 31 décembre 2007, seules les sociétés intercommunales wallonnes n'ont pas d'effectifs. En application des statuts, Electrabel met à disposition de ces sociétés intercommunales son personnel pour assurer les services de maintenance et de distribution du réseau. Electrabel facture tous ses travaux, fournitures et prestations aux sociétés intercommunales. Les montants facturés se sont élevés à 480,3 millions d'euros au 31 décembre 2007 contre 582,7 millions d'euros au 31 décembre 2006 ; cette diminution résulte de la cession à compter du 1^{er} juillet 2006 de l'entité prestataire de services pour la région bruxelloise.

Les créances clients relatives aux services et à la fourniture de gaz et d'électricité (pour la seule année 2006), s'élèvent à 37,2 millions d'euros au 31 décembre 2007 contre 111,4 millions d'euros au 31 décembre 2006.

Les dettes d'exploitation d'Electrabel et Electrabel Customer Solutions envers les sociétés intercommunales s'élèvent à 148,9 millions d'euros au 31 décembre 2007 contre 274,8 millions d'euros au 31 décembre 2006.

Electrabel a prêté 430,1 millions d'euros au 31 décembre 2007 aux sociétés intercommunales au moyen d'avances de trésorerie contre 341,0 millions d'euros au 31 décembre 2006 tandis que ces dernières ont une créance sur Electrabel de 208,4 millions d'euros au 31 décembre 2007 contre 44,2 millions d'euros au 31 décembre 2006.

Electrabel a un droit à remboursement sur les intercommunales wallonnes relatif aux engagements de retraites du personnel d'Electrabel mis à leur disposition. Ces montants, qui correspondent aux montants provisionnés dans les comptes d'Electrabel, s'élèvent à 309,7 millions d'euros au 31 décembre 2007 contre 377,9 millions d'euros au 31 décembre 2006.

Contassur

Contassur est partiellement détenue par Suez-Tractebel (10%) et Electrabel (5%).

Contassur est une société d'assurance captive consolidée par mise en équivalence. Les fonds de pension pour certains employés du Groupe ont conclu des contrats d'assurance avec Contassur.

Les polices d'assurance contractées avec Contassur constituent des droits à remboursement comptabilisés en tant qu'«Autres actifs» au bilan. Ces droits à remboursement s'élèvent respectivement à 179,6 millions d'euros au 31 décembre 2007 et à 186,6 millions d'euros au 31 décembre 2006.

NOTE - 28. Rémunération des dirigeants

Les principaux dirigeants du Groupe sont les membres du Comité Exécutif, les administrateurs et les membres du Comité des Directions Centrales.

Leur rémunération se décompose de la façon suivante :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2007	31 déc. 2006 (*)	31 déc. 2005 (*)
Avantages à court terme	24,5	23,1	19,6
Avantages postérieurs à l'emploi	5,8	4,2	3,1
Paiements sur base d'actions	11,4	6,7	3,8
Indemnités de fin de contrat	6,5		
Total	48,2	34,0	26,5

(*) Les chiffres 2006 et 2005 ont été retraités afin d'intégrer la rémunération des membres du Comité des Directions Centrales.

NOTE - 29. Actifs et passifs éventuels

Le Groupe n'a pas identifié de passifs éventuels significatifs, la probabilité de sortie de ressource dans le cadre de ces engagements étant faible.

NOTE - 30. Litiges

30.1 Concurrence et concentrations

30.1.1 Energie Europe

Une enquête dite sectorielle dans le secteur de l'énergie a été lancée en été 2005 par la Commission Européenne. De telles enquêtes ne visent pas un opérateur particulier mais le fonctionnement global d'un marché tel la fourniture de gaz ou d'électricité. Le 10 janvier 2007, la Commission européenne a rendu publics les résultats définitifs de cette enquête et a indiqué quelles étaient à son estime les faiblesses majeures des secteurs électrique et gazier en Europe. Il appartient maintenant au Conseil et aux Etats membres d'évaluer le rapport de la Commission et de prendre d'éventuelles initiatives législatives. Le Groupe étant un acteur important dans ces métiers, de telles mesures auraient un impact certain sur ses activités. Il n'est toutefois pas possible aujourd'hui d'en évaluer la portée.

En marge de l'enquête sectorielle, la Commission a terminé son examen des systèmes de contrats long terme conclus lors ou à l'occasion de privatisations de sociétés productrices d'électricité en Hongrie et en Pologne. Elle a invité les gouvernements hongrois et polonais à revoir ces systèmes, le cas échéant en indemnisant les parties prenantes à ces contrats. Le Groupe est directement concerné, puisque partie contractante en Hongrie (Dunamenti) et en Pologne (Polaniec).

Par décision du 11 octobre 2007, la Commission a clôturé son examen de la durée des contrats de fourniture de gaz par Distrigaz aux clients industriels en Belgique. Cette décision, de type transactionnel, ne constate d'aucune manière une infraction aux règles de concurrence. Cette décision formelle de la Commission rend néanmoins les engagements proposés par Distrigaz en matière de durée de ses contrats pour la période 2007-2010 obligatoires pour Distrigaz et, partant, décide qu'il n'y a pas lieu de poursuivre la procédure.

La Commission européenne a également entamé une enquête sur la durée des contrats de fourniture d'électricité conclus par certains producteurs européens dans leur marché historique. Electrabel coopère pleinement avec les services de la DG Concurrence dans ce dossier.

Cela est également le cas pour l'enquête lancée par le Corps des rapporteurs auprès du Conseil belge de la concurrence sur la hausse de prix du gaz (contrats de fourniture retail) annoncée par Electrabel Customer Solutions au début de l'été 2007.

30.1.2 Environnement

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) 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 conduits à associer leurs moyens dans le cadre de leurs filiales communes afin de faire cesser l'entrave à la concurrence.

La Compagnie Générale des Eaux a contesté cette décision devant la Cour d'Appel de Paris qui a rejeté son appel. La Compagnie Générale des Eaux s'est ensuite pourvue en cassation. La Cour de cassation, dans une décision du 12 juillet 2004, a cassé la décision de la Cour d'appel au motif que cette dernière n'était pas compétente pour apprécier une mesure relevant du droit du contrôle des concentrations. Toutefois, cet arrêt de la Cour de cassation ne remet pas en cause la décision du Conseil de la concurrence.

Par ailleurs, la Compagnie Générale des Eaux a introduit un recours en excès de pouvoir devant le Conseil d'Etat à l'encontre de la décision du Conseil de la concurrence. Ce recours a été rejeté par une décision du Conseil d'Etat du 7 novembre 2005 au motif que la décision du Conseil de la concurrence ne faisait pas grief et constituait seulement un acte préparatoire (à la décision du ministre de l'économie) non susceptible de recours.

A la date du présent Document, le ministre de l'économie n'a pris aucune décision.

30.2 Litiges et arbitrages

Le Groupe est engagé dans le cours normal de ses activités dans un certain nombre de litiges et arbitrages 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 2007 s'élève à 336,1 millions d'euros.

30.2.1 Argentine

En Argentine, les tarifs applicables aux contrats de concession sont bloqués depuis la promulgation de la loi d'urgence publique et de réforme du régime des changes (Loi d'urgence) en janvier 2002. Ainsi, en 2003, conformément aux traités bilatéraux franco-argentins de protection des investissements, Suez et certains autres actionnaires de sociétés détentrices (Aguas Argentinas à Buenos Aires, Aguas Provinciales de Santa Fe à Rosario et Aguas Cordobesas à Cordoba) ont lancé des procédures d'arbitrage relatives à cette matière devant le Centre International pour le Règlement des Différends Relatifs aux Investissements (CIRDI). Ces procédures 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 l'adoption de la loi d'urgence susmentionnée.

Des négociations avec les autorités responsables de l'octroi des concessions ont immédiatement été engagées, dans chaque cas.

En ce qui concerne Aguas Cordobesas, un accord prévoyant un nouveau régime tarifaire a été conclu avec la Province de Cordoba le 13 octobre 2006 et approuvé par l'Assemblée Provinciale le 11 novembre 2006. Parallèlement à cet accord avec la Province, Suez et Agbar ont vendu le contrôle de la société à Roggio S.A., groupe privé argentin actif dans les services d'utilité publique, pour ne conserver ainsi qu'une participation de 10% (5% Suez, 5% Agbar). Selon les termes de l'accord conclu avec la Province et le contrat de vente signé avec Roggio S.A., Aguas Cordobesas ainsi que ses actionnaires étrangers (parmi lesquels Suez) se sont retirés de la procédure d'arbitrage devant le CIRDI le 22 décembre 2006.

Quant à Aguas Argentinas et Aguas Provinciales de Santa Fe, les négociations entre le concessionnaire et les autorités responsables de l'octroi des concessions se sont poursuivies en 2005, et arrêtées en 2006 sans déboucher sur l'application de hausses de tarif ou la rédaction de nouvelles directives visant à restaurer un équilibre durable sur le plan financier et économique pour ces deux contrats. Vu ce contexte et le déclin consécutif des résultats financiers et opérationnels des sociétés, Aguas Argentinas et Aguas Provinciales de Santa Fe se sont vues contraintes d'entamer des procédures de résiliation de leur contrat de concession.

La liquidation volontaire d'Aguas Provinciales de Santa Fe a été annoncée le 13 janvier 2006, lors de l'assemblée générale annuelle de la société. Le 31 janvier 2006, les autorités ont édicté un décret administratif mettant fin au contrat de concession existant et reconnaissant dûment le transfert des services au concédant, avec prise d'effet à partir du 8 février 2006. Le 20 avril 2006, Aguas Provinciales de Santa Fe a remis en cause la validité de ce décret administratif.

Les autorités responsables de l'octroi des concessions ont rejeté la demande de résiliation d'Aguas Argentinas. Les négociations en vue de vendre les participations des actionnaires européens dans Aguas Argentinas, se sont soldées par un échec. Le 21 mars 2006, le gouvernement argentin a procédé, par décret, à la résiliation du contrat de concession d'Aguas Argentinas, en alléguant des manquements de la part du concessionnaire, et a transféré l'ensemble de ses actifs vers AYSA, société nouvellement constituée et détenue à 100% par l'Etat Argentin. La décision des autorités argentines a notamment abouti à la cessation des paiements de la société, qui a demandé le 28 avril 2006 à bénéficier du « Concurso Preventivo » (comparable à la procédure française de redressement judiciaire).

Les procédures d'arbitrage du CIRDI relatives à la protection de l'investissement des actionnaires étrangers dans ces deux contrats, sont actuellement en cours. Le CIRDI a reconnu sa compétence pour statuer dans les deux affaires. La décision sur la compétence dans l'affaire Aguas Provinciales de Santa Fe a été prononcée le 16 mai 2006 et celle correspondant à l'affaire Aguas Argentinas le 3 août 2006. Les audiences sur le fond ont eu lieu du 28 avril 2007 au 2 mai 2007 s'agissant d'Aguas Provinciales de Santa Fe et du 29 octobre 2007 au 8 novembre 2007 pour ce qui concerne Aguas Argentinas.

Enfin, une plainte a été déposée devant la Cour du district fédéral de New York fin septembre 2006 par une entité appelée « Aguas Lenders Recovery Group » afin d'obtenir le paiement par Suez, Agbar et Aysa (la société d'Etat qui a succédé à Aguas Argentinas) du montant de 130 millions de dollars américains correspondant à une dette non garantie d'Aguas Argentinas envers ses prêteurs chirographaires

30.2.2 Litige AEP

Aux États-Unis, un litige oppose Suez Energy Marketing North America (SEMNA, dénommée précédemment TEMI) à AEP (AEP Power Marketing Inc.) portant sur un contrat d'achat/vente d'électricité à long terme (Power Purchase and Sale Agreement) dans le cadre duquel SEMNA se portait acquéreur de l'électricité à produire par le propriétaire (AEP) d'une centrale située à Plaquemine en Louisiane.

En première instance (U.S. District Court for the Southern District of New York), SEMNA réclamait des dommages et intérêts excédant 17 millions de dollars (notamment au motif que, faute d'accord entre les parties sur l'un des éléments essentiels du contrat, à savoir les protocoles opérationnels, le contrat n'était pas susceptible d'exécution), AEP réclamant des dommages et intérêts excédant 643 millions de dollars (notamment au titre de factures impayées et, en ce qui concerne la majeure partie des montants réclamés, au titre de la résiliation du contrat aux torts de SEMNA).

Le 8 août 2005, le Tribunal a octroyé à AEP 122 millions de dollars au titre de dommages et intérêts (partie de la demande relative aux factures impayées), à majorer des intérêts pré-judiciaires. SEMNA a, d'une part, fait appel de la décision devant la United States Court of Appeals (Second Circuit ; la « Cour ») et a, d'autre part, déposé une requête en reconsidération des dommages et intérêts accordés à AEP devant le Tribunal. AEP a, d'une part, fait appel de cette décision, elle aussi, et a, d'autre part, déposé une requête sollicitant plus de 500 millions de dollars au titre de dommages et intérêts.

Le 20 janvier 2006, le Tribunal a rejeté les requêtes de SEMNA, et a rejeté partiellement celles de AEP, en modifiant le jugement en sorte que SEMNA était redevable d'un montant supplémentaire de 50 millions de dollars en vertu de la garantie consentie par Suez-Tractebel S.A. (STSA). SEMNA a déposé une requête auprès du Tribunal sollicitant la révision de cette décision judiciaire au motif que ce montant n'est pas dû par SEMNA, mais par STSA, et ce dans l'hypothèse où SEMNA ne payerait pas les sommes redevables à AEP. Le Tribunal a fait droit à la requête de SEMNA sur ce point.

Le 22 mai 2007, la Cour a rendu sa décision. La Cour a confirmé le jugement rendu par le Tribunal en ce qui concerne (i) l'applicabilité du contrat, (ii) la bonne foi d'AEP dans ses relations avec SEMNA et (iii) les efforts substantiels fournis par AEP pour obtenir la certification QF. La Cour a réformé le jugement du Tribunal relativement à (i) l'octroi par le Tribunal de 116,5 millions de dollars de dommages-intérêts en faveur d'AEP au titre des produits de remplacement (Replacement Products) et (ii) au refus du Tribunal d'octroyer des dommages-intérêts à AEP en vertu des dispositions du contrat relatives à sa résiliation. La Cour a renvoyé l'affaire au même Tribunal pour procédures complémentaires concernant les portions du jugement du Tribunal réformées en appel.

Le 5 Juin 2007, AEP a déposé une requête pour réexamen par la Cour (en formation plénière) aux fins de rétablissement de 50,7 millions de dollars de dommages-intérêts contre SEMNA (capacity award) faisant partie des 116,5 millions de dollars octroyés à AEP par le Tribunal et réformés en appel. Le 24 juillet 2007, la Cour a rejeté ladite requête d'AEP.

Le 25 septembre 2007, SEMNA a introduit devant le Tribunal une "Motion for Summary Judgement" afin d'entendre dire pour droit que la demande en dommages et intérêts d'AEP doit être rejetée.

La procédure devant le Tribunal a repris et l'affaire devait être plaidée fin janvier 2008 (en ce qui concerne ladite "Motion for Summary Judgement") et début février 2008 pour le surplus.

Le 28 Janvier 2008, les parties ont décidé de mettre un terme définitif au litige de manière transactionnelle. S'agissant d'un compromis, la transaction n'implique de reconnaissance de responsabilité dans le chef d'aucune des parties. Les conséquences de cette transaction ont été incluses dans les comptes annuels 2007.

30.2.3 Litige Snohvit

Le 16 juillet 2002, Tractebel Gas Engineering Belgium S.A. (TGE), en tant que responsable du consortium TGE - Fabricom-GTI S.A. - Entrepose Contracting S.A. (« Contractant »), et Statoil ASA (« Société ») ont conclu un

contrat pour les installations de stockage et de chargement à Hammerfest (Norvège) dans le cadre du projet GNL de Snohvit.

L'exécution de ce contrat a été affectée par des demandes de modifications excessives et d'autres réaménagements de la part de la Société étant donné que la Société a refusé de verser une indemnisation au Contractant pour le dépassement de budget et de délai, TGE, en tant que responsable du consortium, a intenté un procès à la Société devant les tribunaux de la ville de Stavanger (Norvège). La demande principale du Contractant s'élève à un montant de 243 millions d'euros.

La position essentielle du Contractant est que la Société s'est tellement écartée des conditions contractuelles préalables que le contrat n'est plus d'application, c'est-à-dire que le Contractant peut exiger le paiement de l'ensemble du projet sur la base du prix coûtant majoré. En outre, le Contractant a argumenté que le nombre important de modifications et leur effet cumulé excèdent largement ce que les parties pouvaient attendre lors de la conclusion du contrat et que la Société a outrepassé son droit de demander des modifications aux termes du Contrat.

La Société rejette les arguments précités et prétend qu'elle a le droit de recevoir les dommages-intérêts prédéterminés en cas de retard, plafonnés à 10% de la valeur du contrat, soit 28 millions d'euros, dus par le Contractant.

A l'issue de la procédure judiciaire (décision du tribunal attendue mi 2008), les parties ont transigé moyennant l'indemnisation du Contractant par la Société. Les conséquences de cette transaction ont été incluses dans les comptes 2007.

30.2.4 Litige Togo Electricité

La société Togo Electricité a signé avec l'Etat togolais une Convention de Concession en décembre 2000 pour la gestion du service public de la distribution d'électricité au Togo (« Convention »).

Togo Electricité a résilié la Convention en se fondant sur les termes de celle-ci en cas de rupture de l'équilibre économique et financier non résolu à l'amiable entre les parties. La résiliation est devenue effective le 22 février 2006.

L'Etat togolais n'a pas reconnu la validité de la résiliation prononcée par Togo Electricité. Dès le 22 février 2006, il adoptait deux décrets par lesquels il résiliait également la Convention pour manquements de Togo Electricité à ses obligations au titre de la Convention. Il prenait possession dès le 22 février 2006 de l'ensemble des actifs de Togo Electricité, sans indemnité.

A partir du mois de mars 2006, l'Etat togolais a engagé plusieurs actions au Togo afin de justifier la prise de possession des actifs de Togo Electricité.

Parmi celles-ci, une action au fond a été introduite à l'encontre de Togo Electricité, étendue par la suite à S.E.S., pour voir condamner ces deux sociétés à payer une indemnité à l'Etat togolais au titre des manquements à la Convention évaluée entre 27 et 33 milliards de Francs CFA, soit entre 41 et 50 millions d'euros. Invoquant l'existence d'une clause compromissoire dans la Convention, Togo Electricité a cependant introduit une action en arbitrage devant le CIRDI dès le mois de mars 2006. La procédure, à laquelle S.E.S. propose de se joindre, suit actuellement son cours au travers de demandes préliminaires.

Cette procédure ne progresse que très lentement, notamment dans la mesure où la condition posée par S.E.S. pour se joindre à l'instance (arrêt de toutes les procédures au Togo) n'est pas encore complètement réalisée.

30.2.5 Sinistre Queen Mary

A la suite de l'effondrement, le 15 novembre 2003, d'une passerelle d'accès au paquebot « QUEEN MARY II » à St Nazaire, entraînant la mort de quinze personnes et provoquant une trentaine de blessés, la société ENDEL (filiale de Suez Energy Services) a été mise en cause pour le montage de passerelles de location reliant le quai au navire.

Par jugement du 11 février 2008 rendu par le Tribunal Correctionnel de Saint Nazaire, la société ENDEL a été condamnée à une peine d'amende de 150 000 euros pour homicides involontaires et à 11 amendes de 2 500

euros pour les blessures involontaires. Les quatre salariés de ENDEL poursuivis pour blessures et homicides involontaires ont été relaxés en l'absence de faute caractérisée.

Les Chantiers de l'Atlantique et la société ENDEL sont condamnés solidairement à réparer les préjudices subis par les victimes.

Le parquet de Saint Nazaire a fait appel du jugement le 20 février 2008.

30.2.6 Litige Electrabel – Etat de Hongrie

Electrabel et Dunamenti ont accompli les démarches préliminaires visant à entamer une procédure d'arbitrage internationale contre l'état hongrois pour manquements aux obligations de l'Etat hongrois sur pied du Traité bilatéral belgo-hongrois sur la Protection des Investissements et du Traité sur la Charte d'énergie, quant à Dunamenti.

Electrabel et Dunamenti ont adressé une lettre de mise en demeure à l'Etat hongrois le 4 septembre 2006 sur pied du Traité bilatéral belgo-hongrois sur la Protection des investissements et du Traité sur la Charte d'énergie. La lettre de mise en demeure a initié une période obligatoire de discussion de six mois au moins sur pied du Traité bilatéral belgo-hongrois sur la Protection des investissements et de trois mois au moins sur pied du Traité sur la Charte d'énergie. Parallèlement, Dunamenti a entamé une procédure de règlement à l'amiable en vertu du contrat d'achat d'énergie électrique avec MVM.

La période de règlement à l'amiable avec MVM sur la base du contrat d'achat d'énergie électrique, a expiré le 20 novembre 2006, aucun accord n'ayant été trouvé. Le 16 novembre 2006, le ministère hongrois des Transports et de l'Economie a envoyé une réponse à la lettre de mise en demeure du 4 septembre 2006 susmentionnée, en sollicitant une réunion avec des représentants de haut niveau d'Electrabel. Une première rencontre entre Electrabel et le Gouvernement hongrois, représenté par le Secrétaire d'Etat à l'énergie, s'est déroulée en janvier 2007. Electrabel a soumis, le 13 juin 2007, le différend qui l'oppose à la Hongrie auprès du CIRDI (Centre International de Règlement des Différends sur les Investissements), Tribunal Arbitral établi auprès de la Banque Mondiale. Cette demande de recours à l'arbitrage international a été enregistrée par le CIRDI le 13 août et le tribunal arbitral a été constitué, l'arbitre désigné par le gouvernement hongrois faisant l'objet d'une demande de récusation. Le différend porte notamment sur les tarifs d'électricité et les allocations des droits d'émission CO2 dans le pays.

30.2.7 Sinistre Ghislenghien

A la suite d'une manœuvre malencontreuse exercée par des tiers, une rupture d'une canalisation de transport de gaz de Fluxys s'est produite le 30 juillet 2004 à Ghislenghien en Belgique. Cet accident a entraîné la mort de vingt-quatre personnes, et plus de cent trente personnes ont été blessées.

En septembre 2005, Fluxys a été inculpée par le Juge d'Instruction de Tournai en tant que personne morale pour homicides et lésions involontaires par défaut de prévoyance ou de précaution. Le 1er février 2007, un cadre faisant partie du Dispatching de Fluxys s'est vu signifier son inculpation à titre individuel, avec les mêmes charges d'inculpation que Fluxys. Le 20 février 2007, Electrabel s'est vu signifier son inculpation en tant que personne morale, avec les mêmes charges d'inculpation que Fluxys.

A ce jour, vingt-deux personnes physiques et morales ont été inculpées.

L'instruction suit son cours. Différentes parties ont demandé des devoirs complémentaires dans le cadre de l'instruction et une expertise judiciaire est également en cours.

En outre, Fluxys et/ou ses assureurs ont également été assignés par différentes victimes de la catastrophe devant les tribunaux de première instance et de commerce de Bruxelles. Les procédures civiles suivent leurs cours.

30.2.8 Réclamation du fisc belge

Les services de l'Inspection Spéciale des Impôts belge réclament à Tractebel (devenue SUEZ-Tractebel SA) un montant de 188 millions d'euros concernant ses investissements passés au Kazakhstan. SUEZ-Tractebel SA a introduit un recours administratif contre ces demandes. La société continue à estimer, sur la base des avis de ses conseils, que ces demandes sont sans fondement.

30.2.9 OPR sur Electrabel

A 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 et tendant à obtenir un complément de prix. Au moment du lancement de l'OPR, Deminor et consorts détenaient, au total, 58.309 actions Electrabel. L'affaire a été fixée pour plaidoiries le 29 février 2008.

Le 11 juillet 2007, MM. Geenen et consorts ont également initié une procédure devant la Cour d'appel de Bruxelles à l'encontre de Suez et tendant à obtenir un complément de prix. Electrabel et la Commission bancaire, financière et des assurances ont été appelées à la cause en déclaration d'arrêt commun. Au moment du lancement de l'OPR, MM. Geenen et consorts détenaient, au total, 231 actions Electrabel. L'affaire a été fixée pour plaidoiries le 29 février 2008.

A la connaissance de la Société, il n'existe pas d'autre litige ou arbitrage susceptible d'avoir ou ayant eu dans un passé récent une incidence significative sur la situation financière, le résultat, l'activité et le patrimoine de la Société et du Groupe.

NOTE - 31. Événements postérieurs à la clôture

31.1 Offre Publique d'Achat (OPA) sur la société Aguas de Barcelona (AGBAR)

L'offre de Suez, La Caixa et Hisusa sur l'ensemble des actions Aguas de Barcelona non encore détenues s'est clôturée avec succès le 16 janvier 2008. A l'issue de cette opération, les offrants détiennent 90,01% du capital. La structure de détention d'Agbar est désormais la suivante :

Hisusa (intégrée proportionnellement): 66,44%
Suez Environnement (intégrée globalement): 12,02%
Criteria (Caixa) (hors Groupe): 11,55%

Compte tenu du taux de succès atteint, il en résultera une baisse de la dette financière de 210 millions d'euros (cf note 2.1.1).

Pour rappel, l'intention des offrants est de maintenir la cotation d'Agbar sur la bourse espagnole avec un flottant, au terme de deux ans, de l'ordre de 30%

31.2 Fusion GDF-Suez

L'Instance Européenne de Dialogue (IED) a rendu le lundi 7 janvier son avis sur le projet de fusion. De ce fait et compte tenu des avis précédemment obtenus, le processus de consultation des instances représentatives du personnel est clos au sein du groupe Suez.

Le tribunal a rendu son jugement relatif à la demande de Gaz de France en vue d'obtenir l'avis des Instances Représentatives du Personnel (IRP) nécessaire à la poursuite du processus de fusion. Gaz de France a été débouté.

Suite à la décision du Crédit Agricole de céder sa participation directe dans Suez, trois des grands actionnaires de Suez ont décidé de se renforcer dans Suez en rachetant le tiers des titres cédés. Par ailleurs, Sofina a décidé d'intégrer le pacte d'actionnaires de Suez Environnement. En conséquence de ces différents mouvements, la part que détiendront Suez et ses grands actionnaires dans Suez Environnement est inchangée.

NOTE - 32. Liste des principales sociétés consolidées au 31 décembre 2007

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2007	Déc. 2006	Déc. 2007	Déc. 2006	Déc. 2007	Déc. 2006

SUEZ ENERGIE EUROPE (SEE)

ELECTRABEL	Boulevard du Regent, 8 - 1000 Bruxelles – Belgique	100,0	98,6	100,0	98,6	IG	IG
RENDO Energielevering BV	De Vos van Steenwijklaan 73, 7902NP Hoogeveen - Pays-Bas	100,0	98,6	100,0	98,6	IG	IG
COGAS Energie BV	Rohofstraat 83, 7605AT Almelo - Pays-Bas	100,0	98,6	100,0	98,6	IG	IG
SUEZ-TRACTEBEL	Place du Trône, 1 - 1000- Bruxelles - Belgique	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
ELIA SYSTEM OPERATOR - ESO	Boulevard de l'Empereur 20 – 1000 Bruxelles – Belgique	24,4	27,1	24,4	27,5	ME	ME
ELECTRABEL France	Le César, 20 Place Louis Pradel , 69001 Lyon, France	100,0	98,6	100,0	100,0	IG	IG
ELECTRABEL CUSTOMER SOLUTIONS	Boulevard du Regent, 8 - 1000 Bruxelles – Belgique	95,8	60,0	95,8	95,8	IG	IG
ENERGY EUROPE INVEST	Place du Trône 1 - 1000 Bruxelles - Belgique	100,0	98,6	100,0	100,0	IG	IG
DUNAMENTI	Erömü ut 2, 2442 Szazhalombatta - Hongrie	74,8	73,8	74,8	74,8	IG	IG
ELECTRABEL NEDERLAND NV	Dr. Stolteweg 92, 8025 AZ Zwolle, Pays-Bas	100,0	98,6	100,0	100,0	IG	IG
ELECTRABEL DEUTSCHLAND AG	Friedrichstraße 200, 10117 Berlin, Allemagne	100,0	98,6	100,0	100,0	IG	IG
ENERGIE SAARLORLUX GmbH	Richard Wagner Strasse 14 – 16, 66111 Saarbrücken - Allemagne	51,0	50,3	51,0	51,0	IG	IG
ELECTRABEL NEDERLAND SALES BV	Dr. Stolteweg 92, 8025 AZ Zwolle, Pays-Bas	100,0	98,6	100,0	100,0	IG	IG
POLANIEC	Zawada 26, 28-230 Polaniec - Pologne	100,0	98,6	100,0	100,0	IG	IG
ROSIGNANO ENERGIA SPA	Via Piave N° 6 Rosignano Maritimo, Italie	99,5	98,1	99,5	99,5	IG	IG
Groupe ACEA Electrabel (a)(b)	Piazzale Ostiense, 2, 00100 Roma - Italie	40,6	40,0	40,6	40,6	IP	IP
CASTELNOU	Calle General Castanós 4 - 3a planta, 28004 Madrid - Espagne	100,0	98,6	100,0	100,0	IG	IG
TIRRENO POWER SPA	47, Via Barberini, 00187 Roma - Italie	35,0	34,5	35,0	35,0	IP	IP
COMPAGNIE NATIONALE DU RHONE (CNR) (c)	2, rue André Bonin 69 004 Lyon - France	49,9	49,3	47,9	47,9	IG	IG
SYNATOM	Avenue Ariane 7 - 1200 Bruxelles	100,0	98,6	100,0	100,0	IG	IG
SHEM (d)	28, Boulevard Raspail , 75007 Paris - France	99,7	98,2	99,7	99,6	IG	IG
DISTRIGAZ	Rue de l'Industrie, 10 – 1000 Bruxelles – Belgique	57,2	57,2	57,2	57,2	IG	IG
DISTRIGAZ & Co	Rue de l'Industrie, 10 – 1000 Bruxelles – Belgique	57,2	57,2	100,0	100,0	IG	IG
FLUXYS	Avenue des Arts, 31 - 1040 Bruxelles – Belgique	57,2	57,2	57,2	57,2	IG	IG
FLUXYS LNG	Rue Guimard 4, 1040 Bruxelles, Belgique	60,2	60,2	100,0	100,0	IG	IG

(a) pourcentage de détention dans la holding ACEA / ELECTRABEL

(b) ALP ENERGIA ITALIA a été intégrée dans les comptes du Groupe ACEA Electrabel en 2006.

(c) se reporter à la note 12

(d) L'option de 19,6% a été levée par anticipation en 2006.

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2007	Déc. 2006	Déc. 2007	Déc. 2006	Déc. 2007	Déc. 2006

SUEZ ENERGIE INTERNATIONAL (SEI)

TRACTEBEL ENERGIA (ex GERASUL)	Rua Antônio Dib Mussi, 366 Centro, 88015-110 Florianópolis, Santa Catarina - Brésil	68,7	68,7	68,7	68,7	IG	IG
COMPANHIA ENERGETICA MERIDIONAL	Rua Antonio Dib Mussi, n°366 - Centro Florianópolis - Santa Catarina - Brazil	68,7	68,7	100,0	100,0	IG	IG
ENERSUR	Av. República de Panamá 3490, San Isidro, Lima 27, Peru	61,7	61,7	61,7	61,7	IG	IG
GLOW (THAILANDE)	195 Empire Tower, 38th Floor-park Wing, South Sathorn Road , Yannawa, Sathorn, Bangkok 10120 - Thaïlande	69,1	69,1	69,1	69,1	IG	IG
SUEZ LNG LIQUEFACTION SA	Avenue de la Liberté, 76 L-1930 Luxembourg Grand Duché de Luxembourg	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
SUEZ ENERGY RESOURCES NORTH AMERICA	1990 Post Oak Boulevard, Suite 1900 Houston, TX 77056-4499 - Etats-Unis	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
SUEZ ENERGY MARKETING NORTH AMERICA	1990 Post Oak Boulevard, Suite 1900 Houston, TX 77056-4499 - Etats-Unis	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
SUEZ ENERGY GENERATION NORTH AMERICA	1990 Post Oak Boulevard, Suite 1900 Houston, TX 77056-4499 - Etats-Unis	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
SUEZ LNG AMERICA	One Liberty Square, Boston, MA 02109 - Etats-Unis	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
BAYMINA	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
TBL ENERGIA DE MONTEREY	Carretera a Villa de Garcia km.9, C.P. 66000 Garcia Nuevo Leon - Mexico	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG

SUEZ ENERGIE SERVICES (SES)

ELYO	1, place des degrés 92059 Paris La Défense Cedex - France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
ELYO ITALIA	Via Miramare, 15 20126 Milan - Italie	60,0	60,0	60,0	60,0	IG	IG
AXIMA France	46, Boulevard de la Prairie du Duc - 44000 Nantes - France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
AXIMA AG	12, Zürcherstrasse - 8401 Winterthur - Suisse	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
FABRICOM GTI SA	Rue de Gatti de Gamond 254 - 1180 Bruxelles - Belgique	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GROUPE GTI	Hogeweg 35A - 5301 LJ Zaltbommel - Pays-Bas	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

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2007	Déc. 2006	Déc. 2007	Déc. 2006	Déc. 2007	Déc. 2006

ENVIRONNEMENT

SUEZ ENVIRONNEMENT	1, rue d'Astorg 75008 PARIS - France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
LYONNAISE DES EAUX France	11, place Edouard VII 75009 PARIS - France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
DEGREMONT	183, avenue du 18 juin 1940 92500 Rueil Malmaison - France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
HISUSA	Torre Agbar, Avenida Diagonal 211, 08018 Barcelona - Espagne	51,0	51,0	51,0	51,0	IP	IP
AGBAR (e)	Torre Agbar, Avenida Diagonal 211, 08018 Barcelona - Espagne	51,0	25,9	51,0	48,5	IP	IP
SITA HOLDINGS UK LTD	Grenfell road, Maidenhead, Berkshire SL6 1ES, Royaume-Uni	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
SITA DEUTSCHLAND GmbH	Industriestrasse 161 D-50999, Köln, Allemagne	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
SITA NEDERLAND BV	Mr. E.N. van Kleffensstraat 6, Postbis 7009, NL - 6801 HA Amhem, Pays-Bas	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
SITA France	123, rue des 3 Fontanot 92000 Nanterre - France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
SITA SVERIGE AB.	Kungsgardsleden - 26271 Angelholm - Suède	75,0	75,0	75,0	75,0	IG	IG
LYDEC	20, boulevard Rachidi, Casablanca - Maroc	51,0	51,0	51,0	51,0	IG	IG
UNITED WATER RESOURCES	200 Old Hook Road, Harrington Park New Jersey - Etats-Unis	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG

(e) Agbar est intégrée globalement dans Hisusa, elle même intégrée proportionnellement dans Suez (cf note 2)

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2007	Déc. 2006	Déc. 2007	Déc. 2006	Déc. 2007	Déc. 2006

AUTRES

SUEZ SA	16 Rue de la Ville L'Evêque - 75008 Paris - France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GIE - SUEZ ALLIANCE	16, rue de la Ville l'Evêque – 75383 Paris Cedex 08 – France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
SUEZ FINANCE SA	16, rue de la Ville l'Evêque – 75383 Paris Cedex 08 – France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
COSUTREL	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
SI FINANCES	68, Rue du Faubourg Saint-Honoré –75008 Paris – France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG

IG : Intégration Globale (filiale).

IP : Intégration Proportionnelle (co-entreprise).

ME : Mise en Equivalence (entreprise associée).